

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO

CARRERA:
INGENIERÍA MECÁNICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO MECÁNICO

TEMA:
**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN AEROGENERADOR TIPO EJE
HORIZONTAL DE 1200 WATTS PARA PROVEER DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A UN PISO DE LA HOSTERÍA LAS MERCEDES**

AUTORES:
CESAR EDUARDO CARVAJAL GONZÁLEZ
PEDRO MARIO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

DIRECTOR:
HOMERO ANTONIO YANCHAPAXI ALMACHI

Quito, marzo de 2015

Certifico que el presente trabajo, previo a la obtención del título de ingeniero mecánico ha sido desarrollado en su totalidad por los señores: César Eduardo Carvajal González y Pedro Mario Rodríguez Rodríguez.

Los conceptos desarrollados, análisis, cálculos realizados, conclusiones y recomendaciones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores

Ing. Homero Yanchapaxi A.
DIRECTOR DE TESIS

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIZACIÓN DE USO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Cesar Eduardo Carvajal González y Pedro Mario Rodríguez Rodríguez, autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Cesar Eduardo Carvajal González
C.I. 1721081113

Pedro Mario Rodríguez Rodríguez
C.I. 1724345788

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos, por su paciencia, cariño, confianza y lucha en todas las etapas de mi vida. A mi abuelita por todos sus consejos que me dio en vida para ser un hombre de bien.

A mis abuelitos, tíos y primos por su apoyo y colaboración. A mí enamorada por toda su ayuda y ánimo brindado en este tiempo de estudio.

A mis amigos por todos estos años de amistad sincera e incondicional.

Cesar Eduardo

DEDICATORIA

A mi madre, que se nos adelantó en nuestro paso por la vida, por todo su esfuerzo y sacrificio entregado, por sus consejos y ayuda, por su cariño perenne que hizo posible superar cada etapa de mi vida.

A mi padre y hermanos por siempre estar a mi lado, por motivarme a ser cada día mejor, por ayudarme a crecer como persona y como profesional.

A mis amigos que a lo largo de este camino fui conociendo y apreciando.

Pedro Mario

AGRADECIMIENTO

A todos los docentes de la carrera de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Salesiana, por impartirnos sus conocimientos, experiencias y amistad.

A nuestro director de tesis, Ing. Homero Yanchapaxi, por su colaboración y tiempo brindado a la planificación de este trabajo, por impartirnos guías en el proceso de elaboración y ejecución de este proyecto.

Cesar Eduardo y Pedro Mario

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1 MARCO TEÓRICO.....	2
1.1 El viento	2
1.1.1 Perfil vertical del viento.....	2
1.1.2 Escala de Beaufort.....	3
1.1.3 Medición de la velocidad del viento.....	4
1.1.4 Tipos de Anemómetros.....	5
1.1.5 Ubicación y exposición del anemómetro.....	6
1.1.6 Selección del anemómetro.	7
1.2 Energía eólica	8
1.2.1 Estado actual de la energía eólica.....	8
1.2.2 Energía extraída del viento.	8
1.2.3 Teorema de Betz.....	11
1.3 Estadística aplicada a cálculos eólicos.....	14
1.4 Distribución de Weibull	15
1.4.1 Modelo estadístico.....	15
1.4.2 Función de Weibull.	16
1.4.2.1 Función acumulada de Weibull	18
1.4.2.2 Parámetros estadísticos de distribución de la velocidad.	18
1.5 Aerogenerador	19
1.5.1 Funcionamiento de un aerogenerador.....	20
1.5.2 Tipos de aerogeneradores.	20
1.5.3 Aerogeneradores tipo eje vertical.....	20
1.5.4 Tipos de aerogeneradores de eje vertical.....	20

1.5.4.1	Aerogenerador tipo Savonius.	20
1.5.4.2	Aerogenerador tipo Darrieus.	21
1.5.5	Aerogeneradores tipo eje horizontal.	22
1.5.6	Tipos de aerogeneradores de eje horizontal.	22
1.5.6.1	Aerogenerador tipo monopala.	22
1.5.6.2	Aerogenerador tipo bipala.	23
1.5.6.3	Aerogenerador tipo tripala.	23
1.5.7	Partes de un aerogenerador tipo eje horizontal.	24
1.5.8	Condiciones de viento para el funcionamiento de un aerogenerador tipo eje horizontal.	25
1.5.9	Materiales utilizados en la construcción de aerogeneradores.	25
1.6	Potencia extraída por el rotor	26
1.7	Potencia eléctrica generada por el aerogenerador	27
1.8	Eficiencia de los aerogeneradores	27
1.8.1	Coeficiente de potencia.	27
1.8.2	Relación de velocidad específica.	28
1.9	Tipos de torres	29
1.9.1	Torre de Mástil tensado.	29
1.9.2	Torre de Celosía.	30
1.9.3	Torre tubular.	30
1.10	Protección del sistema eólico contra rayos	31
1.10.1	Necesidad de Instalar pararrayos.	31
1.10.1.1	Frecuencia esperada de impactos.	32
1.10.1.2	Riesgo admisible.	33
1.10.2	Eficiencia requerida.	34
CAPÍTULO II.....		35
2	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	35

2.1	Zona de implementación del aerogenerador	35
2.2	Datos geográficos de la zona.....	35
2.3	Análisis y selección del recurso renovable a utilizar.....	37
2.3.1	Disponibilidad de energía en la zona.....	37
2.3.2	Emplazamiento.....	39
2.3.3	Costos.	40
2.3.4	Criterio de selección.	40
2.4	Selección del tipo de aerogenerador	41
2.4.1	Criterio de selección.	42
2.5	Selección del tipo de torre.....	43
2.5.1	Criterio de selección.	44
CAPÍTULO III		46
3	DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA EÓLICO.....	46
3.1	Consideraciones técnicas	46
3.2	Estudio de la demanda energética	47
3.2.1	Rendimiento global del sistema eólico.....	47
3.2.2	Demanda energética estimada.....	48
3.3	Cálculo de la capacidad del banco de baterías	52
3.4	Cálculo del número de baterías a utilizar	52
3.5	Selección del control de carga.....	53
3.6	Cálculo del inversor.....	53
3.7	Selección del aerogenerador.....	54
3.7.1	Calculo de la potencia mínima del aerogenerador	54
3.7.2	Aerogenerador Aleko WG1500.	55
3.7.3	Aerogenerador Aleko WG1500 A.....	57
3.8	Análisis y representación estadística del recurso eólico.	59
3.8.1	Velocidades de viento registradas.	59

3.8.2	Predominancia del viento.....	60
3.8.3	Factores de forma y escala.	62
3.8.3.1	Forma no lineal.	63
3.8.3.2	Forma lineal.	64
3.8.3.3	Selección del método de ajuste adecuado.	66
3.8.4	Probabilidad de Weibull en la zona.	67
3.8.5	Perfil diario de velocidades.....	68
3.8.6	Velocidad media y desviación estándar.....	69
3.9	Simulación de la demanda energética diaria.	69
3.9.1	Caso 1: Aerogenerador Aleko WG1500.....	69
3.9.2	Caso 2: Aerogenerador Aleko WG1500 A.	71
3.9.3	Conclusión.	73
3.10	Diseño de la torre.....	74
3.10.1	Consideraciones generales.	74
3.10.2	Parámetros de diseño.	74
3.10.2.1	Forma geométrica de la torre.....	74
3.10.2.2	Materiales a utilizar en la torre.	75
3.10.2.3	Carga muerta.....	75
3.10.2.4	Carga del aerogenerador.....	75
3.10.2.5	Carga viva.....	75
3.10.2.6	Carga de viento.	76
3.10.2.7	Combinaciones de carga (Método LRFD).	77
3.10.3	Análisis estructural.	77
3.10.3.1	Asignación de cargas a los elementos de la estructura.	78
3.10.3.2	Asignación de carga del aerogenerador.	78
3.10.3.3	Asignación de carga viva.	79
3.10.3.4	Asignación de carga de viento.....	79

3.10.4 Visualización gráfica de los resultados.....	80
3.10.4.1 Verificación del diseño.	81
3.11 Selección de pernos	82
3.11.1 Determinación de cargas en los pernos.	82
3.11.2 Datos preliminares del perno seleccionado.....	83
3.11.3 Análisis de pernos por carga a corte.....	83
3.11.3.1 Esfuerzo cortante.	84
3.11.3.2 Esfuerzo cortante real.....	84
3.12 Diseño de la placa base	85
3.12.1 Datos preliminares.....	85
3.12.2 Determinación de las dimensiones requeridas para la base.	86
3.12.3 Análisis de placa base respecto a momentos de columnas.	87
3.13 Selección de pernos de anclaje	90
3.13.1 Calculo de la cortante basal de diseño.....	90
3.14 Cálculo y selección del sistema de protección contra rayos	93
3.14.1 Cálculo de la frecuencia esperada de impactos.....	93
3.14.2 Cálculo del riesgo admisible.	94
3.14.3 Estimación de la necesidad o no de un pararrayos.	94
3.14.4 Calculo de la eficiencia requerida.	94
3.14.5 Radio de protección necesario.	95
3.14.6 Selección del nivel de protección necesario para la instalación.	95
3.14.7 Selección del pararrayos	96
CAPÍTULO IV	99
4 COSTOS.....	99
4.1 Costo de instalación de la estación meteorológica	100
4.1.1 Materiales e insumos.	100
4.1.2 Mano de obra y movilización.....	101

4.1.3	Costos de utilización de máquinas.	101
4.1.4	Costo total de instalación de la estación meteorológica.	102
4.2	Costo del sistema eólico.....	102
4.2.1	Materiales e insumos.	102
4.2.2	Mano de obra y movilización.....	103
4.2.3	Costos de utilización de máquinas.	103
4.2.4	Costo total de la instalación del sistema eólico.....	104
4.3	Costo del pararrayos	104
4.4	Costo final del proyecto	105
	CONCLUSIONES	106
	RECOMENDACIONES	107
	LISTA DE REFERENCIAS	108
	ANEXOS.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Variación de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann.....	3
Figura 1.2 Rosa de los vientos.....	5
Figura 1.3 Anemómetro de cazoletas	5
Figura 1.4 Exposición del anemómetro frente a cualquier obstrucción	6
Figura 1.5 Colocación del anemómetro en la torre	7
Figura 1.6 Estación meteorológica	8
Figura 1.7 Energía eólica	9
Figura 1.8 Modelo de Betz.....	11
Figura 1.9 Tubo de corriente cilíndrico	11
Figura 1.10 Weibull, densidad de función para un parámetro de escala $C = 1$	17
Figura 1.11 Aerogenerador	19
Figura 1.12 Aerogenerador tipo eje vertical Savonius	21
Figura 1.13 Aerogenerador tipo eje vertical Darrieus.	21
Figura 1.14 Aerogenerador tipo eje horizontal monopala	22
Figura 1.15 Aerogenerador tipo eje horizontal bipala	23
Figura 1.16 Aerogenerador tipo eje horizontal tripala.....	23
Figura 1.17 Partes de un aerogenerador tipo eje horizontal.....	24
Figura 1.18 C_p vs. λ	29
Figura 1.19 Torre tipo mástil tensado	29
Figura 1.20 Torre tipo celosía	30
Figura 1.21 Torre tipo tubular	31
Figura 1.22 Mapa isoceráunico del Ecuador.....	32
Figura 1.23 Medidas para superficie de captura equivalente	33
Figura 2.1 Quinta Las Mercedes.....	35
Figura 2.2 Localización del cantón Saquisilí en la provincia de Cotopaxi.....	36
Figura 2.3 Insolación global anual promedio provincia de Cotopaxi.....	37
Figura 2.4 Velocidad media anual	39
Figura 2.5 Esquema general del sistema eólico.....	45
Figura 3.1 Curva diaria de consumo	51
Figura 3.2 Curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500	55
Figura 3.3 Curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500A.....	57

Figura 3.4	Histograma de la frecuencia de las velocidades de viento	60
Figura 3.5	Frecuencia de las direcciones del viento en horas	61
Figura 3.6	Rosa de los vientos para el emplazamiento	61
Figura 3.7	Diagrama de horas registradas en el anemómetro	62
Figura 3.8	Ajuste no lineal	63
Figura 3.9	Ajuste lineal	65
Figura 3.10	Ajuste lineal 2	66
Figura 3.11	Distribución de probabilidades de Weibull	68
Figura 3.12	Perfil diario de velocidades	68
Figura 3.13	Cálculo de Energía anual.....	70
Figura 3.14	Cálculo de Energía anual.....	72
Figura 3.15	Modelado de la torre	78
Figura 3.16	Asignación de carga del aerogenerador	79
Figura 3.17	Asignación de carga viva	79
Figura 3.18	Asignación de carga de viento	80
Figura 3.19	Reacciones en la base de la torre	80
Figura 3.20	Verificación del diseño por código de colores	81
Figura 3.21	Reacciones de tensión y corte.....	82
Figura 3.22	Vista superior de la columna y placa base	86
Figura 3.23	Placa con excentricidad baja.....	88
Figura 3.24	Superficie de captura equivalente según medidas L, I y H	93
Figura 3.25	Comparación de sistemas de protección	95
Figura 3.26	Puntos de ubicación del pararrayo	97
Figura 3.27	Esquema de volumen de protección contra rayos.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno	3
Tabla 1.2 Escala Beaufort de intensidades de viento.....	4
Tabla 1.3 Materiales utilizados en cada parte del aerogenerador.....	26
Tabla 1.4 Coeficiente C1.....	33
Tabla 1.5 Coeficiente C2.....	34
Tabla 1.6 Coeficiente C3.....	34
Tabla 1.7 Coeficiente C4.....	34
Tabla 1.8 Coeficiente C5.....	34
Tabla 2.1 Datos del cantón Saquisilí.....	36
Tabla 2.2 Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)	40
Tabla 2.3 Análisis del recurso renovable a utilizar.....	41
Tabla 2.4 Selección del tipo de aerogenerador.....	42
Tabla 2.5 Tipos de torres.....	43
Tabla 2.6 Selección del tipo de torre.....	44
Tabla 3.1 Demanda energética	49
Tabla 3.2 Consumo diario	50
Tabla 3.3 Características técnicas del aerogenerador Aleko WG1500.....	55
Tabla 3.4 Velocidades y potencias del aerogenerador Aleko WG1500	56
Tabla 3.5 Características técnicas del aerogenerador Aleko WG1500 A	57
Tabla 3.6 Velocidades y potencias del aerogenerador Aleko WG1500A.....	58
Tabla 3.7 Resultados de velocidades de viento	59
Tabla 3.8 Probabilidades de Weibull	67
Tabla 3.9 Materiales a utilizar en la torre.....	75
Tabla 3.10 Dimensiones preliminares del perno	83
Tabla 3.11 Resistencias del perno seleccionado.....	84
Tabla 3.12 Datos preliminares para el cálculo de la placa base	85
Tabla 3.13 Dimensiones transversales de la columna y placa.....	86
Tabla 3.14 Datos preliminares de pernos de anclaje.....	90
Tabla 3.15 Nivel de protección para la instalación a proteger	96
Tabla 3.16 Selección del pararrayos	96
Tabla 4.1 Porcentajes de peso y costo de la máquina eólica	99

Tabla 4.2 Costos de materiales e insumos utilizados en la instalación meteorológica	100
Tabla 4.3 Costos de mano de obra y movilización para la instalación de la estación meteorológica	101
Tabla 4.4 Costos utilización de máquinas para la torre de la estación meteorológica	101
Tabla 4.5 Costo total de instalación de la estación meteorológica	102
Tabla 4.6 Costos de materiales e insumos a utilizar en la instalación del aerogenerador	102
Tabla 4.7 Costos de mano de obra y movilización para la instalación del aerogenerador	103
Tabla 4.8 Costos utilización de máquinas para la torre del aerogenerador	103
Tabla 4.9 Costo total de instalación del sistema eólico	104
Tabla 4.10 Costos de instalación del pararrayos	104
Tabla 4.11 Costo total del proyecto	105

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A: Fotos de instalación de la estación meteorológica.....	115
Anexo B: Tablas	116
Anexo C: Proformas y facturas	122
Anexo D: Programas en Matlab	124
Anexo E: Planos	127

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Anclaje. Sistema por el cual se fija un equipo mediante el tendido de sus anclas y el tensado de sus cadenas o cables.

Barlovento: Parte de donde viene el viento con respecto a un punto o lugar determinado.

Carga: Acción estacionaria de una fuerza o momento que actúan sobre cierto objeto; efecto de una aceleración, incluyendo la gravedad, una deformación impuesta o un cambio de volumen.

Combustibles fósiles: Sustancias combustibles procedentes de residuos vegetales o animales almacenados en periodos de tiempo muy largos. Son el petróleo, gas natural, carbón, arenas asfálticas, etc.

Deformación: Es el cambio en el tamaño o forma de un cuerpo debido a esfuerzos internos producidos por una o más fuerzas aplicadas sobre el mismo o la ocurrencia de dilatación térmica.

Densidad del aire: La energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen, esto es, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá la turbina.

Emplazamiento: Es una forma de localización geográfica.

Energía: Es la capacidad de los cuerpos para realizar un trabajo y producir cambios en ellos mismos o en otros cuerpos.

Energía cinética: Se define como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa determinada desde el reposo hasta la velocidad indicada.

Energía mecánica: Es la energía que se debe a la posición y al movimiento de un cuerpo, por lo tanto, es la suma de las energías potencial y cinética de un sistema mecánico. Expresa la capacidad que poseen los cuerpos con masa de efectuar un trabajo.

Energía solar: es una fuente de energía de origen renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol.

Energía eléctrica: Energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos. Cuando estos dos puntos se los pone en contacto mediante un conductor eléctrico obtenemos una corriente eléctrica.

Excentricidad: Se define como la no coincidencia entre el eje de rotación y el eje de simetría. La excentricidad puede tener lugar en diferentes tipos de elementos

mecánicos, como son las poleas, las ruedas dentadas y en el posicionamiento relativo entre dos piezas concéntricas.

Momento de fuerza: Es el producto de la intensidad de la fuerza por la distancia que existe entre esta y el punto a partir del cual se toma el momento. Dicho punto representa el punto de giro. El momento nos da idea de giro.

Pala. Elemento que por aprovechamiento aerodinámico transforma la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje del aerogenerador.

Resistencia a la tensión: Es un valor establecido de fuerza y/o tensión que debe soportar un tornillo antes de fracturarse en el ensayo de tracción.

Resistencia de fluencia: Describe el esfuerzo máximo que se puede generar en un material a temperatura constante bajo el cual la velocidad de fluencia disminuye con el tiempo.

Sotavento: La parte opuesta a aquella de donde viene el viento con respecto a un punto o lugar determinado.

Veleta: Es un dispositivo giratorio que consta de una placa plana vertical que gira libremente, un señalador que indica la dirección del viento y una cruz horizontal que indica los puntos cardinales.

RESUMEN

En el capítulo 1 se describe el marco teórico correspondiente a los temas relevantes para el entendimiento del proyecto. En el capítulo 2 presenta un estudio de la viabilidad del recurso eólico con respecto al solar para verificar la mejor opción, además se detalla un análisis de alternativas para seleccionar el aerogenerador y torre adecuados. En el capítulo 3 se muestra el desarrollo del proyecto, como trabajo previo se realiza un estudio acerca del consumo eléctrico del tercer piso de la hostería, labor que sirve para estimar la potencia necesaria del aerogenerador. Posteriormente, datos como la velocidad y dirección del viento recopilados por un anemómetro son analizados gracias a herramientas estadísticas que predecirán el comportamiento del mismo a través del día en el lugar de emplazamiento, dichas variables dan lugar a un mejor entendimiento del fenómeno y por ende se puede seleccionar, diseñar y simular el tipo de aerogenerador, también se procede al cálculo de elementos como el inversor, banco de baterías y torre; además de encontrar el equipo idóneo para proteger a todo el sistema eólico y la edificación contra posibles rayos. El capítulo 4 detalla los rubros tanto de instalación del anemómetro, como del sistema eólico y elementos de protección para el mismo, se determinan costos de mano de obra y movilización por cada proceso realizado en caso de una futura implementación. Finalmente, se presentan las conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos donde se destacan los resultados principales de la investigación.

ABSTRACT

In Chapter 1 in the theoretical framework topics relevant to the understanding of the project are described. The chapter 2 was a study of the viability of wind resources regarding solar to verify better option and an alternatives analysis was performed to select the appropriate wind turbine and tower. In chapter 3 the project is developed, as previous work a study of power consumption is made on the third floor of the inn, this study is used to estimate the necessary power of the wind turbine. Subsequently, data such as speed and wind direction collected by an anemometer are analyzed by statistical tools that predict the behavior of the same throughout the day at the place of installation, these variables lead to a better understanding of the phenomenon and therefore is you can select, design and simulate the type of wind turbine, it is also applicable to the calculation of elements such as the inverter, battery bank and tower; besides finding the perfect place to protect all wind system and building against possible electric shock. Chapter 4 details the items both installation of anemometer as the wind system and protective for the same, costs of labor and mobilization are determined by each process performed in case of a future implementation. Finally, conclusions, recommendations, bibliography and appendices are presented where the main results of the research are highlighted.

INTRODUCCIÓN

Hace más de cien años se publicaron las primeras investigaciones sobre los efectos que traería a nuestro planeta la excesiva contaminación del agua, aire y suelo debido al crecimiento de la industria a nivel mundial, y a la falta de conciencia y compromiso de los seres humanos. Hoy en día nos enfrentamos a cambios bruscos del clima como consecuencia de la utilización y explotación irracional de los recursos naturales no renovables.

En los últimos años se ha dado impulso al desarrollo energético a partir del uso de los recursos renovables, siendo las energías solar, eólica, mareomotriz, geotérmica, magnética, como las más representativas. Esto motiva a desarrollar un proyecto novedoso en el que los posibles beneficiarios sean aquellos que no tienen acceso a la red eléctrica o aquellos hogares que promuevan el cuidado del medioambiente mediante la utilización y optimización de los recursos naturales.

El presente trabajo de titulación consiste en el diseño y simulación de un tipo de aerogenerador que obedecerá a las variables del viento (velocidad, dirección y densidad) presentes en el cantón Saquisilí, provincia de Cotopaxi, lugar donde está ubicada la Hostería Las Mercedes, garantizando la mayor eficiencia posible para cubrir la demanda eléctrica requerida.

El diseño y simulación del aerogenerador incentivará una futura implementación; pues representará un atractivo turístico recuperable económicamente a largo plazo, además sentará un precedente para negocios u hogares que busquen una forma de producción de energía eléctrica más amigable con el medio ambiente.

CAPÍTULO I

1 MARCO TEÓRICO

1.1 El viento

Es una corriente de aire que se produce en la atmósfera, causado por las diferencias de temperatura existentes al producirse un desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. Las masas de aire caliente tienden a ascender, y su lugar es ocupado entonces por las masas de aire circundante, más frío y, por tanto, más denso (Jiménez Roldán, 2013).

Este movimiento de masas de aire sumado a los movimientos de rotación y traslación del planeta más determinados factores orográficos, dan lugar al viento en disposición vertical y horizontal, siendo esta última la más importante en cuanto a energía eólica corresponde.

1.1.1 Perfil vertical del viento.

Se define como “la variación de la velocidad del viento horizontal con la altura sobre el suelo” (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013, pág. 8). El perfil vertical del viento se convierte en un parámetro fundamental al momento de singularizar el recurso eólico, esto se puede explicar matemáticamente en una ecuación estadística llamada la ley exponencial de Hellmann.

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^a \quad (1.1)$$

Donde:

v_h = Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$) a una altura h

v_{10} = Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$) a una altura 10 m

h = Altura tomada de exposición al viento (m)

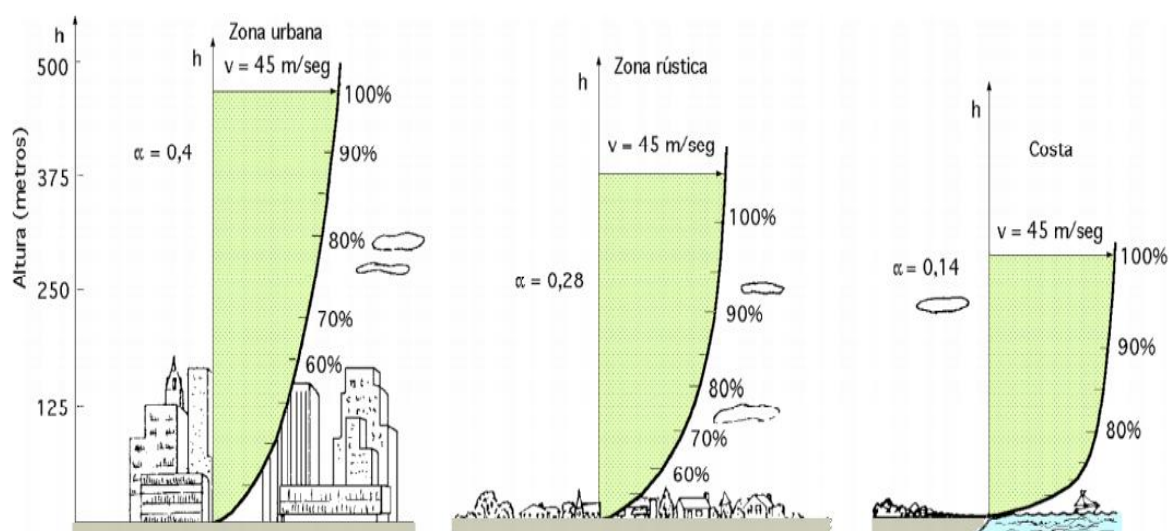
a = Exponente de Hellman (Tabla 1.1)

Tabla 1.1 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

Fuente: Fernández, 1993, pág. 14

Figura 1.1 Variación de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann



Fuente: Fernández, 1993, pág. 14

1.1.2 Escala de Beaufort.

Es una medida empírica para la intensidad del viento, basada principalmente en el estado del mar, de sus olas y la fuerza del viento.

La velocidad del viento se mide usando una escala de 0-12 en base a claves visuales (tabla 1.2). Sir Francis Beaufort desarrolló un sistema de intensidad para determinar en forma precisa la velocidad del viento. Este sistema luego fue modificado por el Servicio Meteorológico Nacional (NWS) para usarlo también en tierra firme (Stevens Institute of Technology, 2007).

Tabla 1.2 Escala Beaufort de intensidades de viento

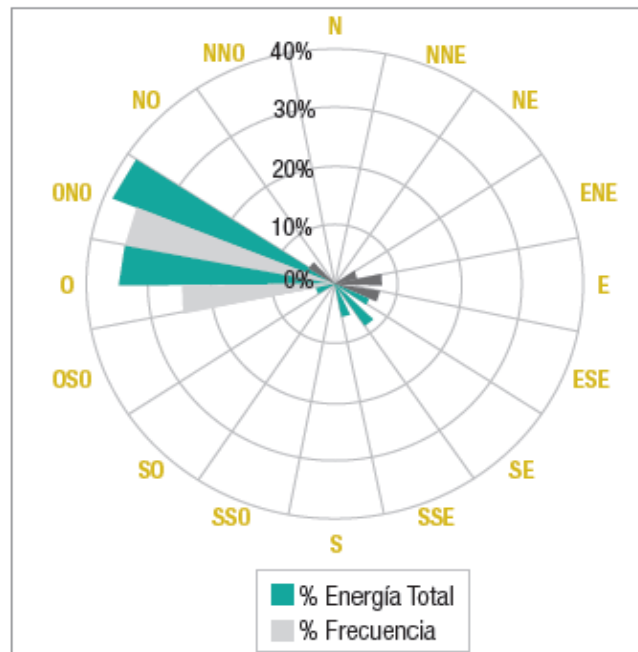
Fuerza Beaufort	Velocidad del Viento		Indicadores	Términos Usados (NWS)
	(Km/h)	(MPH)		
0	0-2	0-1	Calma; el humo sube verticalmente.	Calma
1	02-may	01-mar	La dirección se puede apreciar por la dirección del humo, pero no por medio de veletas.	Ventolina
2	06-dic	04-jul	El viento se siente en el rostro, las hojas se mueven ligeramente; las veletas ordinarias se mueven con el viento.	Ligero
3	13-20	08-dic	Las hojas y las ramas delgadas se mueven constantemente; el viento extiende las banderas ligeras.	Suave
4	21-29	13-18	Levanta polvo y papeles sueltos; las ramas pequeñas se mueven.	Moderado
5	30-39	19-24	Los árboles pequeños empiezan a balancearse; en los lagos pequeños se observan olas con crestas.	Fresco
6	40-50	25-31	Se mueven las ramas grandes; los cables telefónicos silban; es difícil usar sombrillas.	Fuerte
7	51-61	32-38	Los árboles enteros se mueven; es incómodo caminar contra el viento.	Muy fuerte
8	62-74	39-46	Se rompen las ramas de los árboles; generalmente no se puede avanzar.	Ventarrón
9	75-87	47-54	Daños estructurales ligeros.	Ventarrón Fuerte
10	88-101	55-63	Pocas veces se siente en tierra firme; los árboles son arrancados de raíz; ocurren daños estructurales considerables.	Temporal
11	102-116	64-72	Casi nunca sucede en tierra firme; acompañado de daños graves generalizados.	Borrasca
12	117 o más	73 o más	Casi nunca sucede; acompañado de devastación.	Huracán

Fuente: Stevens Institute of Technology, 2007

1.1.3 Medición de la velocidad del viento.

La representación gráfica del módulo y la dirección del viento se realiza mediante la rosa de los vientos, ya que se puede caracterizar el comportamiento del recurso eólico para aplicaciones meteorológicas, en energía eólica su uso resulta ampliamente difundido, pues a más de indicar la frecuencia con la que sopla el viento en cierta dirección, agrega la energía generada por el mismo como se muestra en la figura 1.2.

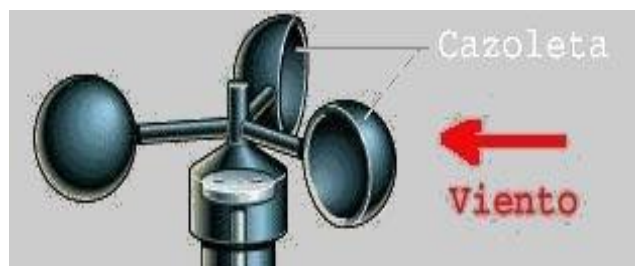
Figura 1.2 Rosa de los vientos



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013

Un anemómetro “es un instrumento que mide la velocidad y dirección del viento, pero las ráfagas se producen con tal frecuencia que restan interés a dicha medición, por lo que se toma un valor medio en intervalos de 10 minutos” (Jiménez Roldán, 2013), usualmente se utiliza un anemómetro de cazoletas (figura 1.3), el cual consta de un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento.

Figura 1.3 Anemómetro de cazoletas



Fuente: Analizador red eléctrica, s.f.

1.1.4 Tipos de Anemómetros.

1. De rotación: “Dispone de cazoletas unidas al eje central, cuyo giro es proporcional a la velocidad del viento. En el caso de anemómetros

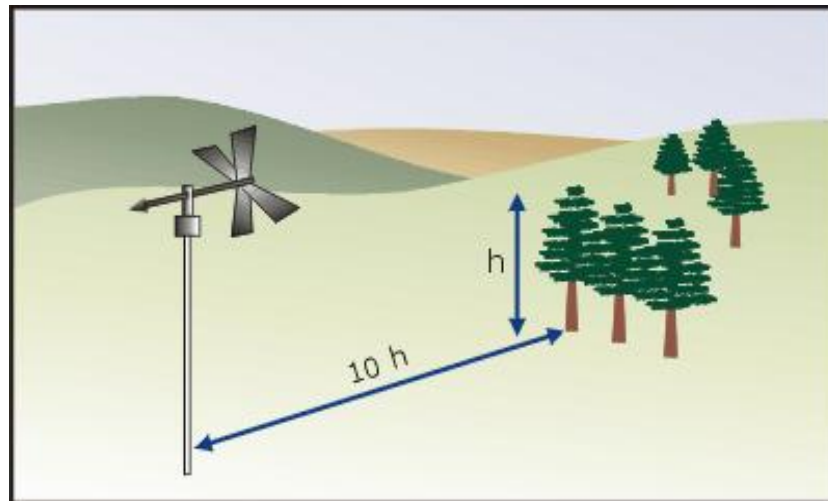
magnéticos, este giro activa un diminuto generador eléctrico para dar una medida más precisa” (Jiménez Roldán, 2013).

2. De compresión: Se basa en el tubo de Pitot y está formado por dos pequeños tubos. “Uno de ellos cuenta con un orificio frontal (mide la presión dinámica) y otro lateral (mide la presión estática), la diferencia entre las presiones medidas determina la velocidad del viento” (Jiménez Roldán, 2013).

1.1.5 Ubicación y exposición del anemómetro.

La altura estándar del mástil donde se colocará el anemómetro en un terreno abierto es 10 m sobre el suelo. El terreno abierto se define como un área donde la distancia entre el instrumento y cualquier obstrucción es al menos 10 veces la altura de la misma obstrucción (figura 1.4) (Organización panamericana de la salud, s.f).

Figura 1.4 Exposición del anemómetro frente a cualquier obstrucción

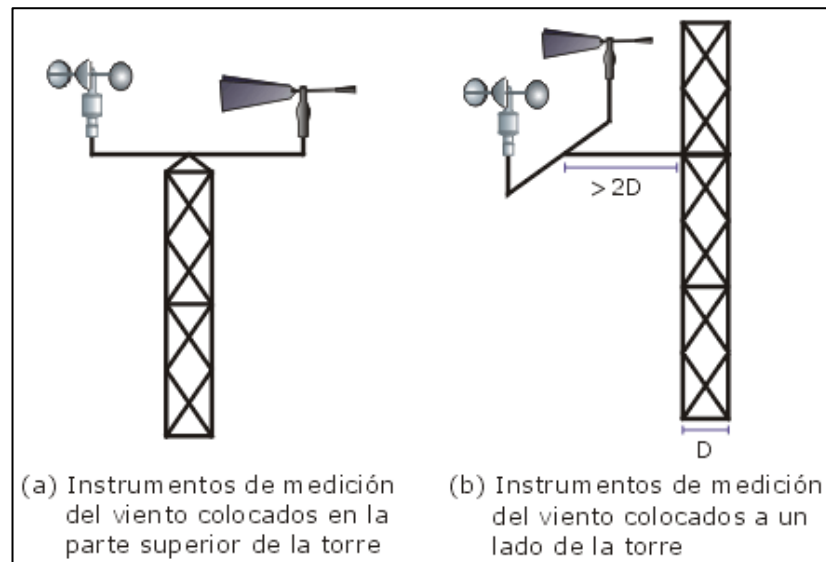


Fuente: Organización panamericana de la salud, s.f

“Es conveniente colocar el anemómetro en la punta de una torre correspondiente a la misma altura del eje del aerogenerador a colocar, esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente” (Jiménez Roldán, 2013), además se minimizan las perturbaciones de aire generadas por la misma presencia de la torre. Si está situado en la parte lateral es

recomendable “colocar el anemómetro al menos dos veces el diámetro de la torre en dirección del viento dominante” (Organización panamericana de la salud, s.f). En la figura 1.5 se aprecia un gráfico acerca de la instalación del anemómetro en la torre.

Figura 1.5 Colocación del anemómetro en la torre



Fuente: Organización panamericana de la salud, s.f

1.1.6 Selección del anemómetro.

Se ha considerado que la mejor opción para la extracción de datos del viento es utilizar un anemómetro de cazoletas, pues su precisión es aceptable en relación al costo del artefacto. En el mercado existen anemómetros de cazoletas que incorporan sensores de temperatura, presión y humedad convirtiéndolos en estaciones meteorológicas. Además brindan la posibilidad de almacenar datos en periodos de hasta un año, esta característica los hace una valiosa herramienta para cubrir nuestra necesidad de obtener datos reales en la zona de trabajo. El producto elegido para cubrir esta tarea es el 8” Pro Digital Weather Station with Weather Ticker & PC Connect 01035 (figura 1.6), que posee todas las características anteriormente mencionadas, con la novedad de incluir un display que de forma remota y real, muestra los datos atmosféricos captados por los sensores externos.

Figura 1.6 Estación meteorológica



Fuente: Acurite.com, 2010

1.2 Energía eólica

“Es aquella que se puede lograr del movimiento que produce el viento al interaccionar con las palas de un aerogenerador. Esta energía nace como respuesta a una mayor demanda del consumo energético” (CONSUMÓPOLIS, 2012, pág. 1).

1.2.1 Estado actual de la energía eólica.

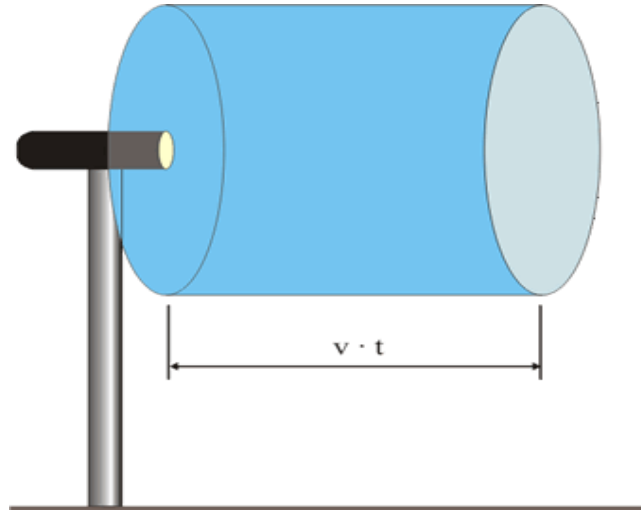
El estado actual de la energía eólica permite su explotación con fiabilidad técnica, rentabilidad económica e impactos ambientales poco significativos. “El rápido crecimiento de la energía eólica ha provocado la planificación y construcción de parques eólicos marinos situados cerca de las costas, ya que la energía del viento es más estable y fuerte en el mar que en tierra” (Pescador, 2014)

1.2.2 Energía extraída del viento.

Para realizar el cálculo de la energía que contiene el viento es necesario considerar un flujo de viento con velocidad v que atraviesa un volumen de longitud

diferencial y sección transversal A , sección compuesta por la superficie circular que abarca las aspas del aerogenerador en un tiempo t (Figura 1.7).

Figura 1.7 Energía eólica



Fuente: Tecnología en acción, s.f.

El flujo de aire que atraviesa una superficie circular por unidad de tiempo, $\frac{dm}{dt}$, según la ecuación de continuidad es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho \cdot V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot v \quad (1.2)$$

Donde:

V = Flujo volumetrico ($\frac{m^3}{kg}$)

ρ = Densidad del aire ($\frac{kg}{m^3}$)

v = Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$)

A = Área de barrido del viento (m^2)

La densidad del aire al igual que la superficie circular se considera invariable en el tiempo. Recordando que la energía eólica es una forma de energía cinética, la potencia del viento (P_v) será:

$$P_v = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 \right) = \frac{1}{2} v^2 \frac{dm}{dt} \quad (1.3)$$

Sustituyendo la ecuación 1.2 en la ecuación 1.3 se determina la fórmula de la potencia del viento.

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (1.4)$$

Donde:

P_v = Potencia del viento (W)

Obtenida la ecuación 1.4 se puede obtener la ecuación de densidad de potencia, que no es más que la potencia por unidad de la sección barrida por las aspas:

$$\frac{P_v}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \quad (1.5)$$

Conociendo que el área de barrida (A) creada por un aerogenerador tipo eje horizontal es circular tenemos la siguiente expresión:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (1.6)$$

Donde:

D = diámetro del rotor (m)

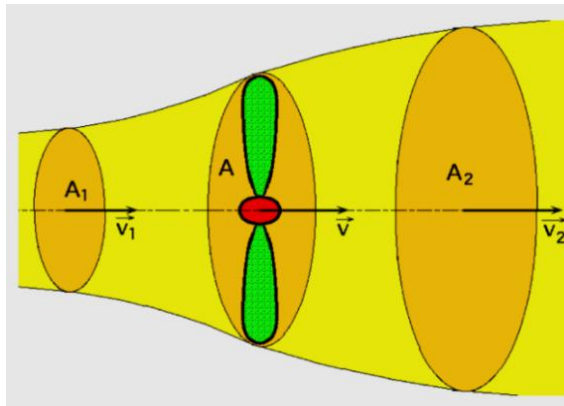
Consecuentemente, se podría llegar a las siguientes conclusiones:

- La densidad de potencia es proporcional a la densidad del aire.
- La energía extraída del viento es proporcional al área barrida por el rotor.
- La densidad de potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

1.2.3 Teorema de Betz.

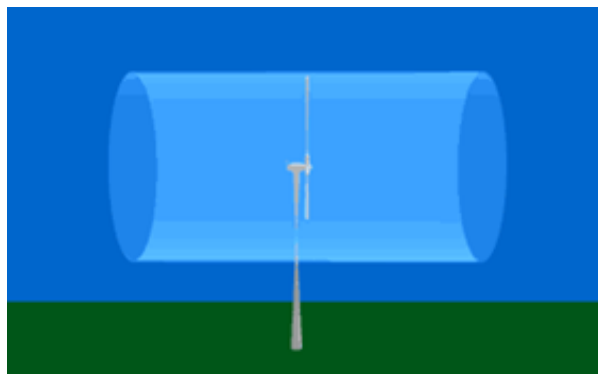
La extracción de la energía cinética del viento por parte de un medio de transformación, el cual se encuentra inmerso en una corriente de aire con una velocidad v (Figura 1.8) puede ser explicado en dos formas: la primera que, aguas abajo la velocidad v_2 sea nula, lo que daría a entender que toda la energía del viento fue extraída y el caso contrario, en que el viento atravesaría el tubo de corriente de aire (Figura 1.9) dejando intactas las variables que poseía inicialmente, lo que nos da a entender que no fue posible una transformación de la energía cinética en otra forma de energía, como la mecánica.

Figura 1.8 Modelo de Betz



Fuente: Fernández Díez, s.f., pág. 33

Figura 1.9 Tubo de corriente cilíndrico



Fuente: Asociación danesa de la industria eólica, 2003

Lo que sucede en la realidad es que aguas arriba de la hélice, el aire circula por un hipotético tubo de corriente que posee una velocidad inicial v_1 y una sección

transversal A_1 , mientras que aguas debajo de la hélice la velocidad v_2 se corresponde con otra sección transversal A_2 . La sección transversal que contiene la hélice (sección A) posee una velocidad v útil.

Suponiendo que el gasto másico \dot{m} de aire que circula por el tubo es constante, considerando el promedio de las velocidades antes y después del obstáculo, se puede considerar:

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 = \rho \cdot A \cdot v$$

$$\dot{m} = \frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (1.7)$$

Donde:

\dot{m} = Gasto másico ($\frac{kg}{s}$)

ρ = Densidad del aire ($\frac{kg}{m^3}$)

v = Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$)

A = Área de barrido del viento (m^2)

La potencia captada por el aerogenerador se define como la diferencia instantánea de la energía cinética del viento aguas arriba y aguas abajo en un tiempo Δt .

$$P_{captada} = \frac{E_{c1} - E_{c2}}{\Delta t} = \frac{1}{2} \frac{\Delta m \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} \quad (1.8)$$

Donde:

$P_{captada}$ = Potencia captada

E_{c1} = Energía cinética aguas arriba

E_{c2} = Energía cinética aguas abajo

Así, sustituyendo la variación de masa del aire (ecuación 1.7) con lo expresado en la ecuación 1.8 se obtiene:

$$P_{captada} = \frac{\rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{4}$$

Ahora se halla la razón entre la potencia captada sobre la potencia del viento incidente definido por la ecuación 1.4 (donde $v = v_1$):

$$\frac{P_{captada}}{P} = \frac{\frac{\rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{4}}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3}$$

$$\frac{P_{captada}}{P} = \frac{(v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{2 \cdot v_1^3}$$

$$\frac{P_{captada}}{P} = \frac{v_1 \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \cdot v_1^2 \cdot \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right)}{2 \cdot v_1^3}$$

$$\frac{P_{captada}}{P} = P_{\text{útil}} = \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \cdot \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right)}{2} \quad (1.9)$$

El máximo de esta nueva función se obtiene haciendo el reemplazo de:

$$b = \frac{v_2}{v_1} \quad (0 < b < 1) \quad \text{En la ecuación 1.9}$$

Derivando con respecto a “b” e igualando a cero:

$$\frac{dP_{\text{útil}}}{db} = \frac{(1 + b) \cdot (1 - b^2)}{2} \quad (1.10)$$

Entonces:

$$\frac{(1 + b) \cdot (1 - b^2)}{2 db} = 0$$

$$1 - 2b - 3b^2 = 0$$

$$(1 + b) \cdot (1 - 3b) = 0$$

$$\left\{ \begin{array}{l} b = -1 \Rightarrow \text{no cumple con las condiciones iniciales} \\ b = \frac{1}{3} = \frac{v_2}{v_1} \Rightarrow v_1 = 3 v_2 \end{array} \right. \quad (9)$$

Reemplazando $b = \frac{1}{3}$

$$P_{\text{útil}} = \frac{\left(1 + \frac{1}{3}\right) \cdot \left(1 - \frac{1}{9}\right)}{2}$$

$$P_{\text{útil}} = \frac{16}{27} = 0.5926 \Rightarrow 59.3\%$$

Que es el límite teórico o coeficiente de Beltz, indicando que ninguna máquina eólica podrá extraer más allá de 59.3% de la energía cinética del viento.

1.3 Estadística aplicada a cálculos eólicos

Para un conjunto N de valores de velocidad ($v_1 \dots v_k$) que se presentan ($n_1 \dots n_k$) veces cada uno de ellos, se define el siguiente tratamiento estadístico:

- Agrupación de intervalos de velocidades (cada 1 m/s) y numero de datos de cada intervalo
- Determinación de la frecuencia relativa
- Determinación de la frecuencia relativa acumulada

La frecuencia relativa (f_i) de la magnitud (v_i), definida como sigue:

$$f_i = \frac{n_i}{N} \quad (1.11)$$

Donde:

f_i = frecuencia relativa

n_i = Número de datos registrados de una determinada velocidad (v_i)

N = Número total de datos de velocidades

La velocidad media $\langle v \rangle$ está definida por la ecuación:

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^k \frac{n_i v_i}{N} = \sum_{i=1}^k f_i v_i \quad (1.12)$$

La desviación estándar o típica (σ) para un conjunto N de valores de velocidad ($v_1 \dots v_k$) con frecuencias relativas ($f_1 \dots f_k$), para datos agrupados es más cómodo el uso de la expresión dada por:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^k f_i v_i^2 - \langle v \rangle^2} \quad (1.13)$$

El cuadrado de la desviación estándar es la varianza (σ^2)

1.4 Distribución de Weibull

1.4.1 Modelo estadístico.

La conveniencia de usar un modelo estadístico para el tratamiento de los datos de la velocidad del viento se hace visible en la cantidad de resultados obtenidos, en este caso es imperativo usar una función matemática continua.

La función $f(v)$ simboliza la probabilidad de que la velocidad del viento esté en un intervalo entre " v " y " $v + dv$ ". Además que la suma de las probabilidades, es decir el área bajo $f(v)$ será siempre la unidad.

$$\int_0^{\infty} f(v) \cdot dv = 1 \quad (1.14)$$

La probabilidad de que una velocidad del viento dada esté comprendida entre el intervalo " v_0 " y " v_1 " viene dada por la integral:

$$P(v_0 \leq v \leq v_1) = \int_{v_0}^{v_1} f(v) \cdot dv$$

$$v = \left(\frac{v_0 + v_1}{2} \right) \quad (1.15)$$

La velocidad media \bar{v} y la desviación estándar σ se representa de la siguiente manera:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \quad (1.16)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 \cdot f(v) \cdot dv \quad (1.17)$$

Conocida la densidad de probabilidad, la distribución de probabilidad acumulada $F(v)$ se define mediante la siguiente integral:

$$F(v) = \int_0^v f(v) \cdot dv \quad (1.18)$$

1.4.2 Función de Weibull.

A nivel de la energía eólica es muy extendido el uso de la función densidad de probabilidad de Weibull $f(v)$, la cual permite modelar y predecir la velocidad del viento en un periodo de tiempo dado con la mayor precisión posible. Esto permitirá calcular un estimado de la producción de energía en el emplazamiento, así como el factor de capacidad al cual funcionara la instalación.

La función densidad de probabilidad de Weibull de una determinada velocidad del viento $f(v)$ es de la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (k > 0, x > 0, c > 1) \quad (1.19)$$

Donde:

$f(v)$ = función densidad de probabilidad de weibull.

c = factor de escala $\left(\frac{m}{s}\right)$, valor que es cercano a la velocidad media.

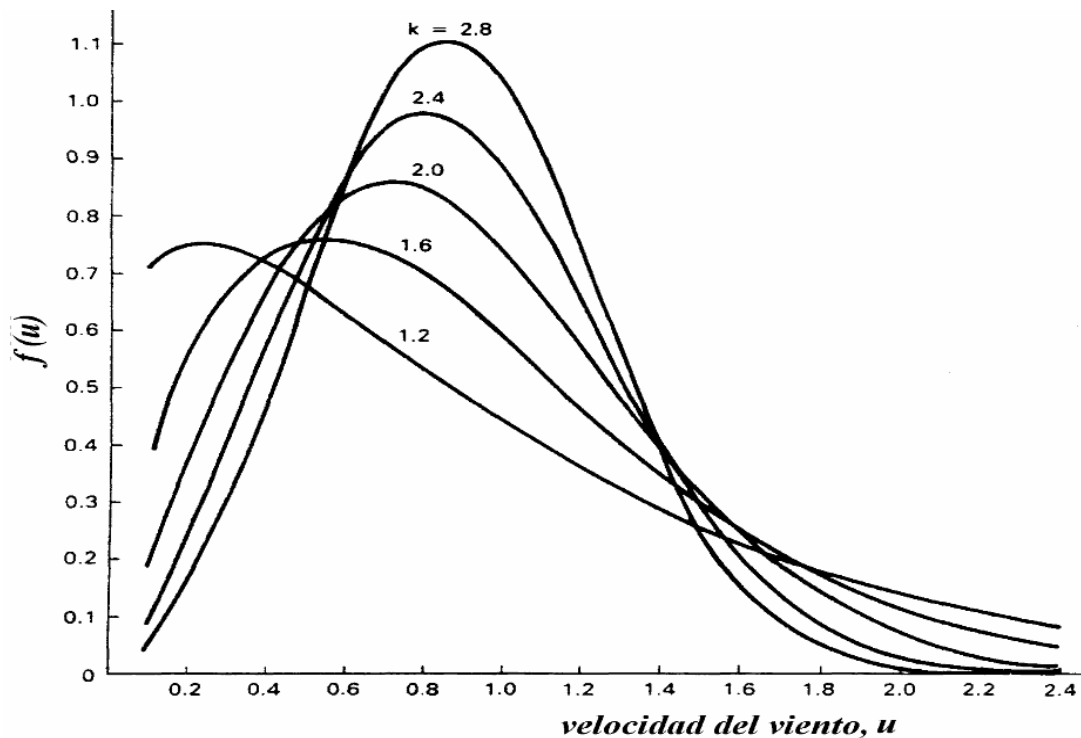
k = factor de forma.

v = Velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

.

El área debajo de la función es la unidad, pues la suma de las probabilidades de que el viento sople a cualquiera de las velocidades debe ser del 100%. En la figura 1.10 se representa las gráficas de la función de Weibull con el parámetro $c = 1$.

Figura 1.10 Weibull, densidad de función para un parámetro de escala $C = 1$



Fuente: Universidad de la República-Uruguay, s.f.

Se puede observar que la integral (el área) sobre todo el dominio de la $f(u)$ es la unidad, de modo que, para los diferentes valores del factor de forma (k), la curva se hace relativamente más alta o baja, sin embargo la determinación de los parámetros de k y c dependen de los valores de las velocidades registradas en el emplazamiento.

1.4.2.1 Función acumulada de Weibull

“Si se conocen las velocidades medias cada diez minutos, los parámetros de Weibull (k y c) pueden determinarse de forma lineal por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la función de distribución acumulada de Weibull $F(v)$ ” (Villarrubia López, 2013, pág. 76) , dicha función se expresa como sigue:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.20)$$

Donde:

$F(v)$ = Función de distribución acumulada de Weibull

c = Factor de escala $\left(\frac{m}{s}\right)$, valor que es cercano a la velocidad media

k = Factor de forma

v = Velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

Se debe mencionar que a través de esta ecuación se logra despejar los parámetros de forma y escala, los cuales permiten la obtención de datos más afines con la realidad.

1.4.2.2 Parámetros estadísticos de distribución de la velocidad.

La velocidad media anual \bar{v} se calcula por la siguiente fórmula:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \cdot dv \quad (1.21)$$

Realizando un cambio de variable se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{v} &= c \int_0^{\infty} y^{\frac{1}{k}} e^{-y} \cdot dy & y &= \left(\frac{v}{c}\right)^k \\ \bar{v} &= c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \end{aligned} \quad (1.22)$$

Donde:

Γ = Función gama, cuya ecuación se define como sigue:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} dt \quad (1.23)$$

Un parámetro importante en cálculos energéticos es la desviación estándar σ , definida como sigue:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 \cdot f(v) \cdot dv = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (1.24)$$

1.5 Aerogenerador

El aerogenerador (figura 1.11) es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica que es entregada al eje de la aeroturbina, y esta a su vez pone en marcha un generador eléctrico que transforma en electricidad el movimiento rotativo (Renovables en el Cela, 2014).

Figura 1.11 Aerogenerador



Fuente: Energías renovables y verdes, 2011

1.5.1 Funcionamiento de un aerogenerador.

El viento mueve las palas de la hélice, que transmite el movimiento, a través de un eje, hasta una caja de engranajes. Allí, la velocidad de giro del eje se regula para garantizar la mayor producción energética, ya que desde la caja de engranajes el movimiento se transmite hasta el generador el cual produce electricidad, misma que viaja desde el generador hasta los transformadores, donde aumenta la tensión para poder ser transportada la energía eléctrica hasta los lugares de consumo (CONSUMÓPOLIS, 2012, pág. 1).

1.5.2 Tipos de aerogeneradores.

1.5.3 Aerogeneradores tipo eje vertical.

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo es perpendicular al piso. Tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección de viento por lo que no necesitan un sistema de orientación, operan con vientos de baja velocidad donde difícilmente se superan las 200 rpm, Se emplean para generar potencias que van de los 200 (*W*) a los 4 (*MW*), no necesitan de una torre y se caracterizan por tener altos torques de partida. Otra ventaja es que son mucho más fáciles de reparar pues todos los elementos de transformación de la energía del viento están a nivel de suelo.

Sus desventajas se evidencian en sus menores eficiencias (por la ubicación del eje a baja altura con respecto al suelo), la necesidad de sistemas exteriores de arranque en algunos modelos y las tareas de mantenimiento hacen necesario que toda la maquinaria del aerogenerador sea desmontada.

1.5.4 Tipos de aerogeneradores de eje vertical.

1.5.4.1 Aerogenerador tipo Savonius.

“Consiste en cilindros huecos desplazados respecto a su eje, de forma que ofrecen su parte cóncava al empuje del viento, y su parte convexa una menor

resistencia al giro”. (EcuRed, 2014). No son útiles para la generación de electricidad debido a su elevada resistencia al aire. Su bajo coste y fácil construcción les hace útiles para aplicaciones mecánicas. Un aerogenerador Savonius se muestra en la figura 1.12.

Figura 1.12 Aerogenerador tipo eje vertical Savonius



Fuente: Universidad Técnica Federico Santa María, s.f.

1.5.4.2 Aerogenerador tipo Darrieus.

Este modelo es el más común de los aerogeneradores de eje vertical. Permite mayores velocidades que las de otros aerogeneradores del mismo tipo, pero no alcanza a las de un rotor de eje horizontal. El rotor Darrieus se muestra en la figura 1.13.

Figura 1.13 Aerogenerador tipo eje vertical Darrieus.



Fuente: Rama, 2011

1.5.5 Aerogeneradores tipo eje horizontal.

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo está paralelo al piso. En la actualidad la mayoría de los aerogeneradores que se construyen son de este tipo, tienen una mayor eficiencia energética y alcanzan mayores velocidades de rotación, tienen la capacidad de adaptarse a diferentes potencias, además debido a la construcción elevada sobre torre aprovechan en mayor medida el aumento del perfil de velocidades del viento.

Entre sus desventajas es mencionable los costos elevados, la necesidad de contar con un mecanismo de orientación para hacer frente a los cambios de dirección del viento además de la dificultad a la hora de realizar mantenimiento debido a la altura en que se encuentra con respecto al suelo.

1.5.6 Tipos de aerogeneradores de eje horizontal.

1.5.6.1 Aerogenerador tipo monopala.

“Tienen un inconveniente, necesitan un contrapeso en el lado opuesto de la pala, por lo que el ahorro en peso no es tan significativo.” (EcuRed, 2014). Podemos apreciar este tipo de aerogenerador en la figura 1.14.

Figura 1.14 Aerogenerador tipo eje horizontal monopala



Fuente: Electrosector, s.f.

1.5.6.2 Aerogenerador tipo bipala.

Ahorra el peso y coste de una de las palas respecto a los aerogeneradores tripala, pero necesitan mayores velocidades de giro para producir la misma energía que aquellos. La figura 1.15 presenta este tipo de aerogenerador.

Figura 1.15 Aerogenerador tipo eje horizontal bipala



Fuente: Amazings Divulgación S.L., s.f.

1.5.6.3 Aerogenerador tipo tripala.

Es el más empleado en la actualidad, como se muestra en la figura 1.16, consta de 3 palas colocadas formando 120° entre sí.

Figura 1.16 Aerogenerador tipo eje horizontal tripala

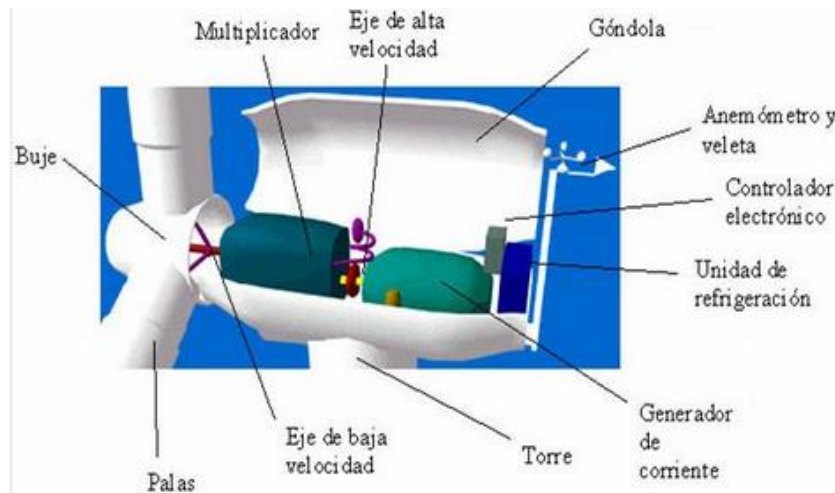


Fuente: OPEXenergy Operación y Mantenimiento S.L., s.f.

“Un mayor número de palas aumenta el peso y coste del aerogenerador, por lo que no se emplean diseños de mayor número de palas para generar energía, aunque sí para fines mecánicos como bombeo de agua”. (EcuRed, 2014).

1.5.7 Partes de un aerogenerador tipo eje horizontal.

Figura 1.17 Partes de un aerogenerador tipo eje horizontal



Fuente: Torelló, 2009

- La góndola- carcasa: Protege las partes fundamentales del aerogenerador
- Las palas del rotor: Transmiten la potencia del viento hacia el buje.
- El buje: Es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta.
- El multiplicador: Permite que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido que el eje de baja velocidad.
- Eje de alta velocidad: Gira a gran velocidad y permite el funcionamiento del generador eléctrico.
- El generador eléctrico: Transforma la energía mecánica en energía eléctrica
- El controlador electrónico: Es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación.
- La unidad de refrigeración: Mecanismo para enfriar el generador eléctrico.
- La torre: Es la parte del aerogenerador que soporta la góndola y el rotor.

- El mecanismo de orientación: Aquel que cambia la orientación del aerogenerador según las condiciones del viento (Torelló, 2009).

1.5.8 Condiciones de viento para el funcionamiento de un aerogenerador tipo eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades promedio del viento que varían entre 3 y 24 m/s. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. El aerogenerador comienza a producir energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera a la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor. En el caso de que la velocidad del viento supere la velocidad de corte, es necesario un sistema de control que haga girar a las palas de la hélice de tal forma que presenten la mínima oposición al viento o se detengan en caso de vientos excesivamente fuertes (CONSUMÓPOLIS, 2012).

1.5.9 Materiales utilizados en la construcción de aerogeneradores.

En la actualidad el uso de generadores magnéticos permanentes en turbinas hace cada vez más recurrente el uso de materiales de esta naturaleza, pues esto permite la eliminación de la caja de cambios y posibilita la generación de electricidad a velocidad variable y sobretodo una reducción en el peso.

En la manufactura de un aerogenerador participa una amplia gama de materiales (tabla 1.3), sin embargo existen diferencias sustanciales entre pequeñas y grandes máquinas. “En máquinas pequeñas (con potencia nominal < 100 kW) se suelen utilizar partes de fundición de aluminio, mientras que en máquinas grandes se necesitan piezas de fundición de acero o piezas forjadas para satisfacer requisitos estructurales de resistencia y fatiga” (Princeton Energy Resources International LLC, 2001, pág. 4).

Tabla 1.3 Materiales utilizados en cada parte del aerogenerador

Componente	Material							
	Materiales magnéticos permanentes	Concreto	Acero	Aluminio	Cobre	Fibra de Vidrio	Madera Epóxica	Fibra de carbono
Rotor								
Eje			95 - 100	5				
Palas			5			95	95	95
Góndola	17		65 - 80	3 - 4	14	1 - 2		
Caja de cambios			98 - 100	0 - 2	(<1) - 2			
Generador	50		20 - 65		30- 35			
Marco, Maquinaria y carcasa			85 - 74	9 - 50	4 - 12	3 - 50		
Torre		2	98	2				

Fuente: Princeton Energy Resources International LLC, 2001, pág. 5

1.6 Potencia extraída por el rotor

Anteriormente se definió la ecuación de la potencia que proporciona el viento a una máquina eólica. Sin embargo, la ley de Beltz elimina la posibilidad de que toda la energía cinética del viento sea extraída por una máquina o un medio de transformación, entonces se hace necesario entender que la potencia extraída por el rotor del aerogenerador dependerá del coeficiente de potencia.

La potencia extraída por el rotor o potencia mecánica (P_{mec}) será:

$$P_{mec} = C_p P_v \quad (1.25)$$

Donde:

P_{mec} = Potencia extraída por el rotor (W)

C_p = Coeficiente de potencia

P_v = Potencia del viento (W)

Reemplazando (P_v) (Ecuación 1.4) en la ecuación 1.25 tenemos:

$$P_{mec} = C_p \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (1.26)$$

1.7 Potencia eléctrica generada por el aerogenerador

La potencia eléctrica generada por el aerogenerador será la potencia de diseño, esta depende del rendimiento del generador y se define como sigue:

$$P = P_{mec}\eta_e \quad (1.27)$$

Donde:

P = Potencia generada por el aerogenerador (W)

P_{mec} = Potencia extraída por el rotor (W)

η_e = Rendimiento del generador eléctrico (aproximadamente 0.90)

Reemplazando (P_{mec}) (Ecuación 1.26) en la ecuación 1.27 tenemos:

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta_e \quad (1.28)$$

Aquí radica la importancia de conocer el comportamiento del viento en cualquier zona donde se evalúe y desee instalar un aerogenerador. Cabe señalar que el análisis anterior corresponde a turbinas eólicas del tipo eje horizontal.

1.8 Eficiencia de los aerogeneradores

1.8.1 Coeficiente de potencia.

En el eje del rotor se obtiene una potencia mecánica P_{mec} capaz de accionar una carga. La potencia generada antes de incidir sobre el rotor se conoce como potencia del viento P_v . La relación entre la potencia mecánica y la potencia del viento es a través de un coeficiente de potencia (C_p) (Villarrubia López, 2013, pág. 120), cuya fórmula es la siguiente:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_v} = \frac{P_{mec}}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (1.29)$$

Donde:

P_{mec} = Potencia extraída por el rotor (W)

C_p = Coeficiente de potencia

P_v = Potencia del viento (W)

Donde $C_p \leq 0.593$ y está en función de las variables del viento y la velocidad angular de la turbina y el ángulo de ataque que posean los alerones de los aerogeneradores (en caso de que el aerogenerador posea alerones).

1.8.2 Relación de velocidad específica.

La velocidad específica o TSR (Tip Speed Ratio) (λ) se define como “la relación entre la velocidad lineal (u) del extremo de la pala del generador y la velocidad del viento (v)”. (Villarrubia López, 2013, pág. 121). El valor de la velocidad específica se determina de la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60v} \quad (1.30)$$

Donde:

λ = relación de velocidad específica

u = velocidad lineal del extremo de la pala del rotor del aerogenerador $\left(\frac{m}{s}\right)$

Ω = velocidad de rotación del rotor del generador $\left(\frac{rad}{s}\right)$

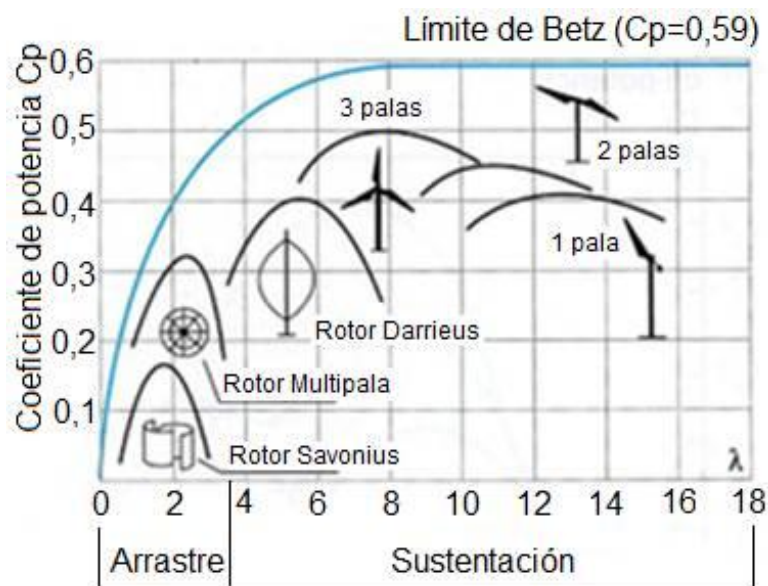
n = velocidad de rotación del rotor del generador (rpm)

R = radio del rotor (m)

v = velocidad del viento $\left(\frac{m}{s}\right)$

Resulta importante analizar las gráficas para futuros veredictos acerca de emplazamientos o elecciones de máquinas de generación, ya que las curvas describen detalladamente el comportamiento del rendimiento aerodinámico de ciertos aerogeneradores, como se puede observar en la figura 1.18.

Figura 1.18 C_p vs. λ



Fuente: Fernández Díez, s.f.

1.9 Tipos de torres

1.9.1 Torre de Mástil tensado.

Está hecha de tubos angostos de acero sostenido por cables tensados (figura 1.19). “Generalmente se utiliza para aerogeneradores de 500 W a 5 kW, la altura de la torre es usualmente de 6 m a 18 m” (Aeolos Aerogeneradores, 2014).

Figura 1.19 Torre tipo mástil tensado



Fuente: Mare Solar, 2014

Su principal ventaja es el bajo costo y fácil instalación, mientras que su desventaja es la dificultad de realizar inspecciones y reparaciones en el aerogenerador, además requiere un área más grande para la instalación del mismo.

1.9.2 Torre de Celosía.

Son fabricadas utilizando perfiles de acero (figura 1.20). La principal ventaja es su coste, puesto que “una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular con la misma rigidez. La principal desventaja es su apariencia visual” (Asociación danesa de la industria eólica, 2003). Las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

Figura 1.20 Torre tipo celosía



Fuente: Alibaba.com, s.f.

1.9.3 Torre tubular.

“La mayoría de los grandes aerogeneradores requieren torres tubulares de acero (figura 1.21), fabricadas en secciones de 20 a 30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidos con pernos” (Asociación danesa de la industria eólica, 2003). En aerogeneradores de gran potencia las torres son tronco-cónicas (con un diámetro creciente hacia la base), con la finalidad de aumentar su resistencia a las corrientes del viento y al mismo tiempo ahorrar material.

Figura 1.21 Torre tipo tubular



Fuente: Energías renovables hoy, s.f.

1.10 Protección del sistema eólico contra rayos

El rayo o descarga eléctrica atmosférica es una de las perturbaciones electromagnéticas que más puede afectar el funcionamiento del sistema eólico, por lo cual es imprescindible la protección total del mismo. La normativa a seguir para la selección del pararrayos es:

- NEC-10 PARTE 9-1: “Instalaciones electromecánicas, instalaciones eléctricas en bajo voltaje”.
- UNE-EN 62305, IEC 62305: “Protección contra el rayo”.

1.10.1 Necesidad de Instalar pararrayos.

El propósito de la protección externa es hacer posible la descarga y dispersión de las elevadas corrientes del rayo hacia tierra a través de elementos conductores, sin causar sobretensiones peligrosas tanto para las personas como para los equipos. La protección interna sirve como segundo escalón para limitar las sobretensiones que puedan ingresar a las redes internas. (NEC 10 Parte 9-1, 2010, pág. 89).

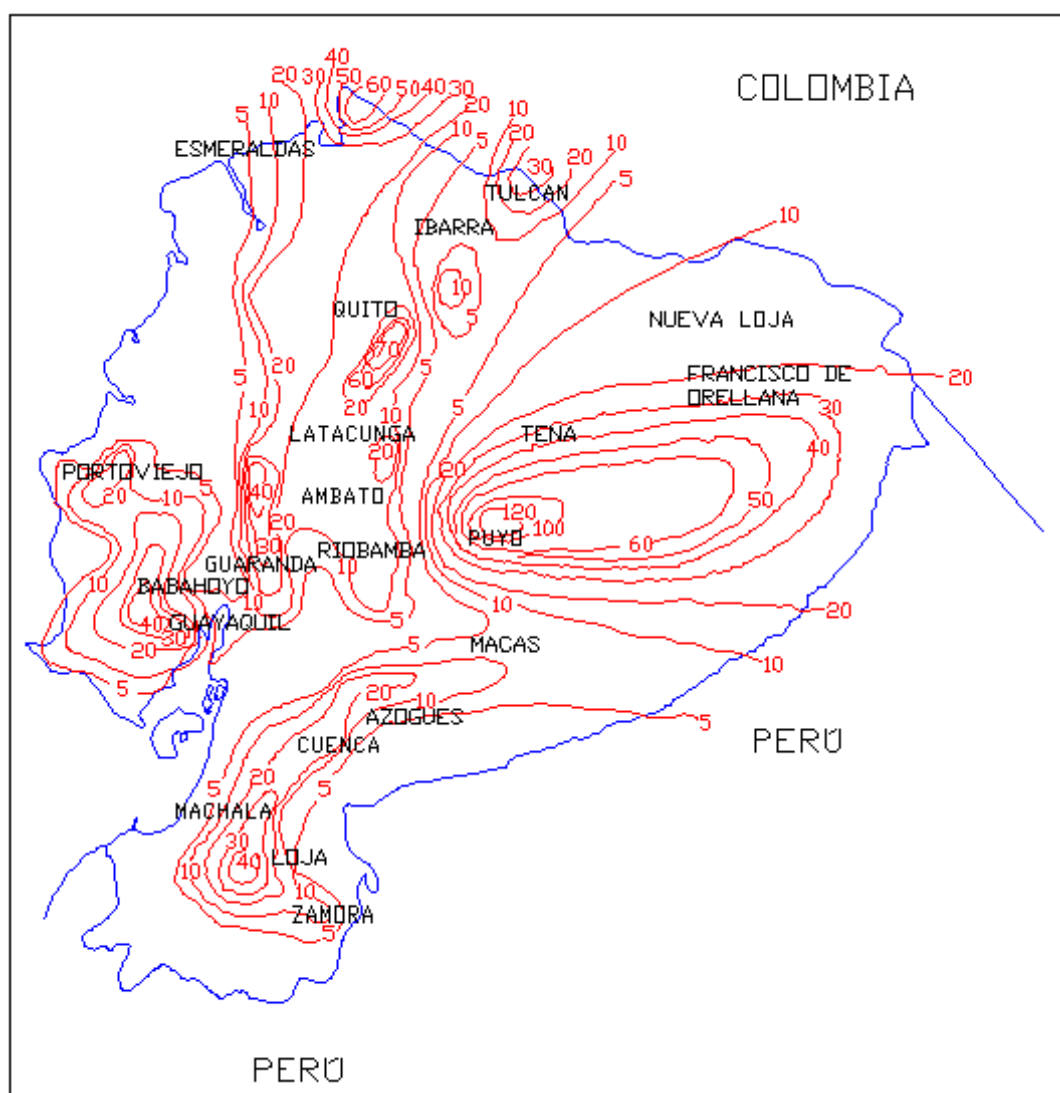
La necesidad de instalar un sistema de protección contra rayos se da siempre y cuando se cumpla que: la frecuencia esperada de impactos N_d sea mayor que el riesgo admisible N_c .

1.10.1.1 Frecuencia esperada de impactos.

El número de descargas atmosféricas que caen en una región puede ser cuantificado por el nivel ceráunico del área, el cual describe el número promedio de días con descargas atmosféricas en un año. Para este cometido es necesario elaborar mapas isoceráunicos para cada región (Hidalgo, 2012, pág. 23).

El mapa isoceráunico correspondiente a Ecuador se expone en la figura 1.22.

Figura 1.22 Mapa isoceráunico del Ecuador



Fuente: Hidalgo, 2012, pág. 24

La frecuencia esperada de impactos (Nd) se define como sigue:

$$Nd = \frac{Ng \cdot 1,1 \cdot Ae \cdot C1 \cdot 10^{-6}}{\text{año}} \quad N^{\circ}.impactos \quad (1.31)$$

Donde:

Ng = Densidad de impactos sobre el terreno ($N^{\circ}.impactos / \text{año} \cdot km^2$)

$C1$ = Coeficiente relacionado con el entorno (Situación de la estructura)

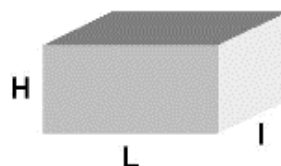
Tabla 1.4 Coeficiente $C1$

Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0,5
Rodeado de edificios más bajos	0,75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

Fuente: Código técnico de la edificación, n.d., p. 3

Ae = Superficie de captura equivalente (m^2), definida como la sumatoria de las superficies expuestas del edificio.

Figura 1.23 Medidas para superficie de captura equivalente



Fuente: www.cirprotec.com , n.d.

1.10.1.2 Riesgo admisible.

El riesgo admisible (Nc) puede determinarse mediante la expresión:

$$Nc = \left(\frac{3}{C2 \cdot C3 \cdot C4 \cdot C5} \right) \cdot 10^{-3} \quad (1.32)$$

Donde:

$C2$ = Coeficiente en función del tipo de construcción

Tabla 1.5 Coeficiente C2

	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

Fuente: Código técnico de la edificación, n.d., p. 3

C3 = Coeficiente en función del contenido del edificio

Tabla 1.6 Coeficiente C3

Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

Fuente: Código técnico de la edificación, n.d., p. 3

C4 = Coeficiente en función del uso del edificio

Tabla 1.7 Coeficiente C4

Edificios no ocupados normalmente	0,5
<i>Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente</i>	3
Resto de edificios	1

Fuente: Código técnico de la edificación, n.d., p. 3

C5 = Coef. en función de la necesidad de continuidad en las actividades del edificio

Tabla 1.8 Coeficiente C5

Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

Fuente: Código técnico de la edificación, n.d., p. 3

1.10.2 Eficiencia requerida.

Cuando sea necesario disponer de una instalación de protección contra el rayo, ésta tendrá al menos la eficiencia (E) determinada por la siguiente fórmula:

$$E = 1 - \left(\frac{Nc}{Nd} \right) \quad (1.33)$$

CAPÍTULO II

2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

2.1 Zona de implementación del aerogenerador

Quinta Las Mercedes (figura 2.1) fue una propiedad agrícola y ganadera por más de 70 años. “En el año 2010 empieza su reconstrucción y transformación para recibir a turistas nacionales y extranjeros. Inicia sus operaciones en Febrero de 2014” (Quinta la Mercedes, 2014).

Figura 2.1 Quinta Las Mercedes



Fuente: Quinta la Mercedes, 2014

Está ubicada en el cantón Saquisilí de la Provincia de Cotopaxi. Específicamente localizada en el barrio Tambillo, una localidad alejada del centro, en la cual se puede disfrutar de todas las características geográficas de un pintoresco y autóctono cantón.

2.2 Datos geográficos de la zona

El cantón Saquisilí “está situado en la Provincia de Cotopaxi, sierra central del Ecuador. A 13 Km de la Cabecera Provincial Latacunga y a 6 Km de la carretera Panamericana.” (Quinta la Mercedes, 2014). La agricultura y ganadería son sus

renglones de producción importantes. La ubicación del cantón Saquisilí se presenta en la figura 2.2.

Figura 2.2 Localización del cantón Saquisilí en la provincia de Cotopaxi



Fuente: Anahitapia's Blog, s.f.

A continuación los datos geográficos característicos del cantón Saquisilí se aprecian en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Datos del cantón Saquisilí

Provincia	Cotopaxi
Región	Sierra
Fecha de fundación	18 de Octubre de 1943
Número de parroquias	4
Latitud	-0.83333 (0° 49' 59.988")
Longitud	-78.66667 (-78° 40' 0.0114")
Altitud	Entre 2900 y 4200 msnm
Temperatura	12°C anual
Población	25.320 (según censo del 2010)

Fuente: Club Visita Ecuador, 2013

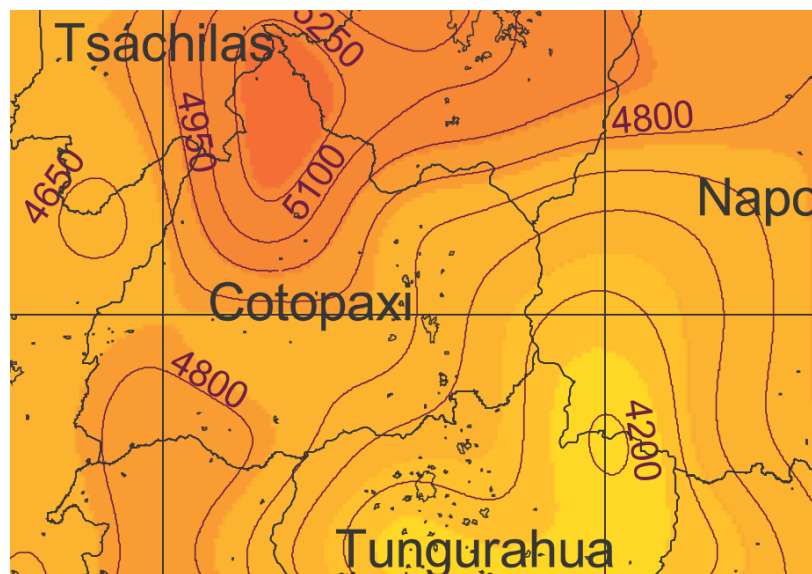
2.3 Análisis y selección del recurso renovable a utilizar

Para el presente proyecto de tesis, previo a la decisión del uso del recurso eólico como fuente primaria para cubrir la demanda energética, se hizo un análisis acerca de la viabilidad del uso de la energía solar. Dicho análisis empieza determinando la cantidad y disponibilidad del recurso renovable en la zona, pues se busca un balance adecuado desde los puntos de vista técnico y económico.

2.3.1 Disponibilidad de energía en la zona.

Con la guía del Atlas solar del Ecuador (figura 2.3), se deduce que la insolación o radiación global promedio en la zona de interés se halla aproximadamente en $4800 \frac{W \cdot h}{m^2}$ por día.

Figura 2.3 Insolación global anual promedio provincia de Cotopaxi



Fuente: Conelec, 2008

Con el dato anteriormente mencionado, se puede hallar el número de horas diarias de irradiación solar (heliofania), el cual se obtiene con la siguiente formula:

$$HS = \frac{\overline{HT}}{I} \quad (2.1)$$

Donde:

$$HS = \text{Horas solares al día} \left(\frac{h}{\text{día}} \right)$$

$$\overline{HT} = \text{Insolación global promedio} \left(\frac{W \cdot h}{m^2 \cdot \text{día}} \right)$$

$$I = \text{Irradiación constante} \left(\frac{1000W}{m^2} \right)$$

Entonces las horas solares al día son:

$$HS = \frac{4800 \frac{W \cdot h}{m^2 \cdot \text{día}}}{\frac{1000 W}{m^2}}$$

$$HS = \frac{4.8 h}{\text{día}}$$

El número de horas sirve para estimar la energía que se podría extraer, por lo que se tiene la siguiente ecuación:

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HS \cdot PR} \quad (2.2)$$

Donde:

PR = Rendimiento global del sistema (0,6)

Pot_p = 1000 W (Por objeto de comparación)

Entonces, despejando la demanda energética y reemplazando se tiene:

$$\text{Demanda energética} = Pot_p \cdot HS \cdot PR$$

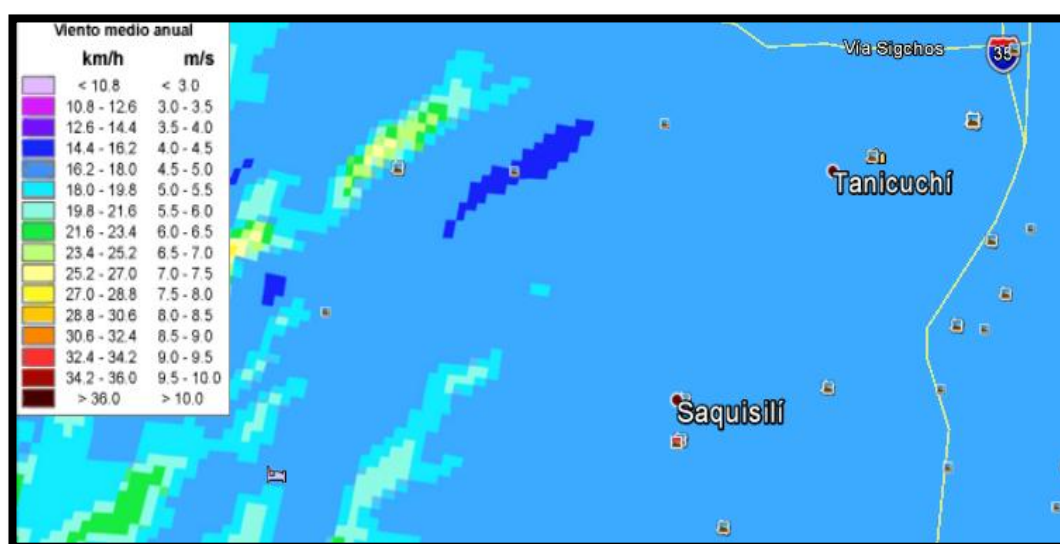
$$\text{Demanda energética} = 1000W \cdot \frac{4.8 h}{\text{día}} \cdot 0,6$$

$$\text{Demanda energética} = 2880 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$$

Con las condiciones climatológicas del lugar de emplazamiento, si se desea cubrir una demanda de $2880 \frac{W \cdot h}{día}$ se necesita una potencia de 1000 vatios instalados en paneles solares, sin embargo, esta condición se logra siempre y cuando los días estén en las condiciones promedio proporcionados por el Atlas solar del Ecuador.

Para el caso de la energía eólica, con la ayuda del Atlas eólico del Ecuador (figura 2.4) la velocidad del viento se encuentra en el intervalo de 4.5 a 5 m/s. Si se considera implementar “una turbina eólica de una potencia nominal de 1 kW en un emplazamiento con una media de viento anual de 5m/s se obtendrá una producción de energía anual de 1650 kWh” (Ennera, 2012). Es decir un valor aproximado de 4.52 kWh al día por cada 1 kilowatt equivalente instalado.

Figura 2.4 Velocidad media anual



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013

2.3.2 Emplazamiento.

El lugar propuesto para la instalación se encuentra en la terraza de la hostería, la cual posee una claraboya que ocupa aproximadamente un 30% del total del espacio, a pesar de esto el lugar elegido es el que presenta menores obstáculos y mejores características en cuanto a incidencia de recursos naturales. Para el caso de un sistema fotovoltaico, la poca disponibilidad de espacio resulta una limitación en cuanto al número de paneles solares a usar.

2.3.3 Costos.

La energía eléctrica producida por aerogeneradores suele ser más económica que la producida por sistemas fotovoltaicos. Los precios para las diferentes fuentes de energía renovable en el país son indicados en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Fuente: CONELEC, 2012

2.3.4 Criterio de selección.

En base a los parámetros de análisis mencionados anteriormente, el criterio escogido para la selección del recurso eólico será el método de los factores ponderados.

Este método “realiza un análisis cuantitativo en el que se compararán entre sí las diferentes alternativas para conseguir determinar una o varias localizaciones válidas” (Jarabo & Garcia, 2013). Los pasos a seguir en este método se presentan a continuación:

- Determinar una relación de los factores relevantes.
- Asignar un peso a cada factor que refleje su importancia relativa.
- Fijar una escala a cada factor. Ej.: 1-10 o 1-100 puntos.
- Multiplicar la puntuación por los pesos para cada factor y obtener el total para cada localización.

A continuación se presenta la tabla 2.3 con el método descrito para el análisis del recurso renovable a utilizar.

Tabla 2.3 Análisis del recurso renovable a utilizar

FACTORES	PESO RELATIVO (%)	RECURSO RENOVABLE	
		ENERGÍA SOLAR	ENERGÍA EÓLICA
Disponibilidad de energía en la zona	50	7	7
Costos de fabricación	30	4	6
Área de emplazamiento	20	4	7
PUNTUACIÓN TOTAL		5,5	6,7

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

En base al análisis realizado, es evidente que la solución idónea es el aprovechamiento del recurso eólico a través de un aerogenerador, pues a más de la mayor garantía de generación de energía y del limitado espacio físico para su implementación, existe una considerable diferencia en cuanto a costos de producción de energía, por lo que se descarta la utilización del recurso solar para el abastecimiento de energía a un piso de la hostería, sabiendo de antemano que las dos soluciones son viables y podrán ser ejecutables en un futuro dependiendo el aumento o no de la demanda energética requerida.

2.4 Selección del tipo de aerogenerador

A continuación se explican las razones por las cuales se eligió un generador eólico tipo eje horizontal como el más adecuado.

- Son los que mayor rendimiento aerodinámico presentan, pues su principio de funcionamiento se basa en la sustentación, similar al principio que permite que los aviones vuelen.
- Presentan menor inestabilidad del coeficiente de potencia con respecto a la velocidad periférica (figura 1.18).
- Son adecuados para la generación de energía eléctrica, debido a sus elevadas velocidades.

Al tener tres tipos de aerogeneradores de eje en disposición horizontal, la selección debe partir del recurso eólico disponible en la zona. Partiendo de esta premisa es necesario descartar los aerogeneradores monopala, ya que necesitan velocidades de viento más altas a las obtenidas por las mediciones realizadas en la zona, se toma a consideración un análisis entre los aerogeneradores tipo tripala y bipala.

2.4.1 Criterio de selección.

Para tomar la mejor decisión se ha considerado algunos criterios que permitirán hacer más evidentes las ventajas y desventajas de los dos tipos de aerogeneradores, estos son:

- Velocidad de giro, a la cual empieza a generar
- Facilidad de transporte
- Facilidad de mantenimiento
- Costos
- Aspecto visual

En favor de obtener un resultado confiable se utilizará el método de los factores ponderados. A continuación se presenta la tabla 2.4 con el análisis utilizado para la selección del tipo de aerogenerador.

Tabla 2.4 Selección del tipo de aerogenerador

FACTORES	PESO RELATIVO (%)	TIPO DE AEROGENERADOR	
		BIPALA	TRIPALA
Velocidad de giro	40	5	8
Facilidad de transporte	20	6	6
Fácil Instalación y mantenimiento	10	8	5
Costos	25	5	4
Aspecto visual	5	4	6
PUNTUACIÓN TOTAL		5,45	6,2

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

En base a los resultados obtenidos en este análisis, se ha llegado a la conclusión de que la alternativa más adecuada es el aerogenerador de eje horizontal tipo tripala, ahora es conveniente enfocarse en las máquinas existentes en el mercado, pues varias de ellas presentan similares características expuestas en sus respectivos catálogos, no obstante algunas serán más adaptativas en la zona.

2.5 Selección del tipo de torre

En la tabla 2.5 se observa los diferentes tipos de torre con sus respectivas características, con el objetivo de utilizarla para el criterio de selección.

Tabla 2.5 Tipos de torres

TIPO DE TORRE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
MÁSTIL TENSADO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fácil instalación ➤ Permiten abatir la torre 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Esbeltez del mástil ➤ Inutilizan el espacio alrededor ➤ Son utilizados para baja potencia
CELOSÍA	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coste más bajo ➤ Resistentes a la turbulencia ➤ Fácil transporte 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Necesitan mayor mantenimiento (verificación en las uniones de los perfiles) ➤ Los nudos están expuestos a la corrosión ➤ Impacto visual mayor ➤ Montaje difícil
TUBULAR	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mejor aspecto visual ➤ Facilidad de montaje y poco mantenimiento ➤ Presenta buen comportamiento dinámico frente a las vibraciones 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coste más alto ➤ Mayor dificultad de fabricación y transporte ➤ Inestabilidad lateral a partir de los 85 m ➤ Son vulnerables a la fatiga

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Es importante resaltar que por características de mantenimiento y un elevado impacto visual, la torre tipo mástil tensado no sería una buena opción en la hostería. Razón por la cual el análisis se basará en las torres tipo tubular y celosía.

2.5.1 Criterio de selección.

Para seleccionar el tipo de torre más adecuado en la zona se toma en cuenta algunos criterios de comparación, que serán los siguientes:

- Facilidad de construcción
- Facilidad de transporte
- Costos de fabricación
- Mantenimiento y acceso a la góndola
- Aspecto visual

En favor de obtener un resultado confiable se utiliza el método de los factores ponderados. A continuación se presenta la tabla 2.6 con el análisis propuesto para la selección del tipo de torre.

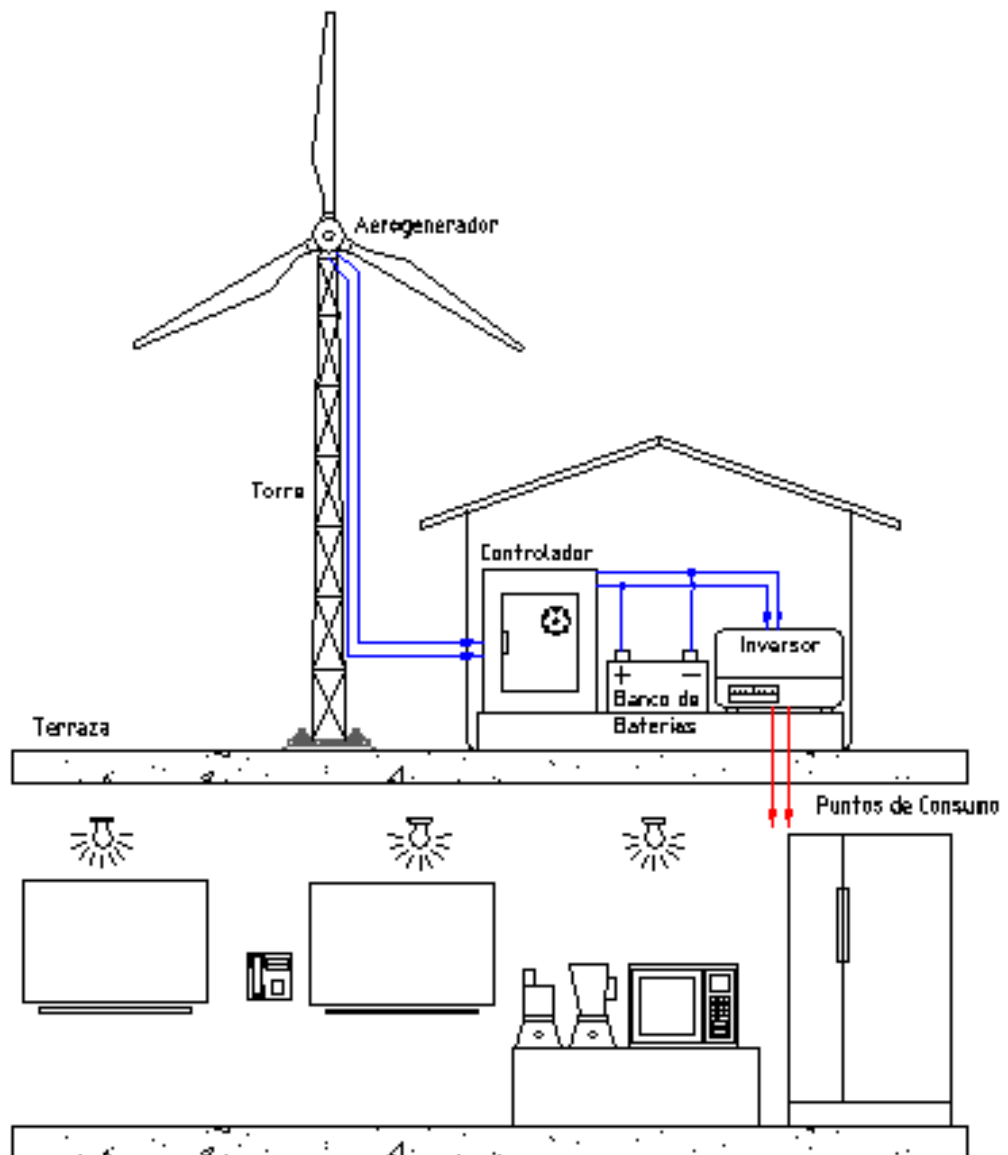
Tabla 2.6 Selección del tipo de torre

FACTORES	PESO RELATIVO (%)	TIPO DE TORRE	
		CELOSÍA	TUBULAR
Facilidad de construcción	30	8	9
Facilidad de transporte	30	8	6
Costos de fabricación	15	8	4
Mantenimiento y acceso a la góndola	20	7	9
Aspecto visual	5	5	7
PUNTUACIÓN TOTAL		7,65	7,25

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

En conclusión el proyecto se centralizará en el diseño de un aerogenerador tripala con una torre tipo celosía, pues se asegura que cumple con los requerimientos técnico/económicos, A continuación en la figura 2.5 se presenta un esquema con todos los elementos que componen el sistema eólico, los cuales serán ubicados conforme el espacio disponible propuesto en la terraza de la hostería.

Figura 2.5 Esquema general del sistema eólico



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

CAPÍTULO III

3 DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA EÓLICO

3.1 Consideraciones técnicas

Se ha tomado como referencia la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11, Capítulo 14), con la respectiva adaptación para este caso. En el diseño de un sistema eólico es preciso tomar en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

1. Tipo de sistema eólico: De acuerdo a la clasificación.
2. Carga instalada y demanda energética individual y total para el caso de micro redes. Se debe tomar en cuenta:
 - El tipo de carga y el servicio que prestará dicha carga para la selección de los componentes del sistema eólico.
 - Los consumos en espera (stand-by) de los equipos y el rendimiento de cada uno de ellos cuando la potencia que se especifica no lo ha hecho.
 - Cuando el sistema esté previsto para servir a cargas en CC y CA se realizará el dimensionamiento por separado.
 - Se debe presentar la estimación del consumo diario de energía en una tabla en la que debe constar las columnas de: nombre, número y potencia unitaria de los equipos, número de horas promedio diarias de uso y energía promedio diaria en Wh, necesaria para la instalación.
3. Si el sistema se usa todo el año se debe especificar el periodo de uso.
4. Reserva futura: El valor mínimo aceptable es de 10%.
5. Recurso eólico del emplazamiento: De acuerdo a las referencias recomendadas o medidas en el sitio.
6. Voltaje y corriente del arreglo eólico: El voltaje se trabajará de preferencia en valores múltiplos de 12 V (CC). La corriente máxima estará limitada a la corriente del regulador de carga. En caso de necesidad de capacidades de corriente mayores se instalará varios reguladores en paralelo.

7. Pérdidas del sistema (PR).
8. Días de autonomía: De 2 a 5.
9. Tipo de batería: Según la clasificación.
10. Profundidad de descarga del banco de baterías: Dependiendo del tipo de baterías. En ningún caso será superior a 80%.
11. Voltaje del banco de baterías: Se trabajará de preferencia en voltajes múltiplos de 12 V (CC).

3.2 Estudio de la demanda energética

El consumo eléctrico del pent-house de la hostería está destinado principalmente para servicios de iluminación y alimentación eléctrica a electrodomésticos. En la elaboración de este estudio se considerará la potencia real de los aparatos eléctricos (proporcionados por los fabricantes), factores de simultaneidad, el horario de utilización, el rendimiento global del sistema, así como una reserva del 10% para el futuro.

3.2.1 Rendimiento global del sistema eólico.

Para el cálculo del rendimiento global del sistema (PR) se tienen los valores de los distintos rendimientos recomendados por la NEC:

- Rendimiento del regulador de carga $n_{reg} = 0.92$
- Rendimiento por caída de voltaje en los cables, tanto en la parte de CC como en la de CA $n_{cab} = 0.97$
- Rendimiento del banco de baterías $n_{bat} = 0.96$
- Rendimiento del inversor $n_{inv} = 0.86$

La fórmula del rendimiento global del sistema PR es:

$$PR = n_{reg} \cdot n_{cab} \cdot n_{bat} \cdot n_{inv} \quad (3.1)$$

Reemplazando tenemos:

$$PR = 0.92 \cdot 0.97 \cdot 0.96 \cdot 0.86$$

$$PR = 0.74$$

El rendimiento global del sistema se halla en un 74%.

3.2.2 Demanda energética estimada.

El factor de demanda asumido para el proyecto será considerado como 1, pues se espera cubrir con total satisfacción la cantidad de vatios exigidos por las cargas instaladas en el lugar.

El factor de simultaneidad con el que las luces y equipos operen diferirá de acuerdo a la importancia de su uso, pues como es comprensible algunos de ellos tendrán que permanecer operativos las veinticuatro horas del día, otros tendrán horarios establecidos para su uso y otros tantos serán usados por cortos periodos de tiempo, sin embargo al tratarse de un solo piso es importante entender que la opción de utilizar cualquier electrodoméstico esté disponible a cualquier hora, consecuentemente se asumirá que el factor de simultaneidad será de 1 para todos los artefactos eléctricos.

Además cabe acotar que todos los equipos eléctricos son cargas en CA. La tabla 3.1 y 3.2 representa la demanda energética y el consumo diario respectivamente en el tercer piso de la hostería.

Tabla 3.1 Demanda energética

EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA (W)	TIEMPO ESTIMADO DE USO (h/día)	POTENCIA INSTALADA (W)	DEMANDA ENERGÉTICA (Wh/día)
Foco ahorrador	6	20	3	120	360
Licuadaora	1	450	0,1	450	45
Extractor de jugos	1	100	0,1	100	10
Televisor LED de 32	2	75	3	150	450
Teléfono inalámbrico	1	8	24	8	192
Mini congelador	1	11	24	11	264
Microondas	1	600	0,1	600	60
SUBTOTAL				1439	1381
				Rendimiento del sistema	74%
				Reserva para el futuro	10%
				TOTAL	2053

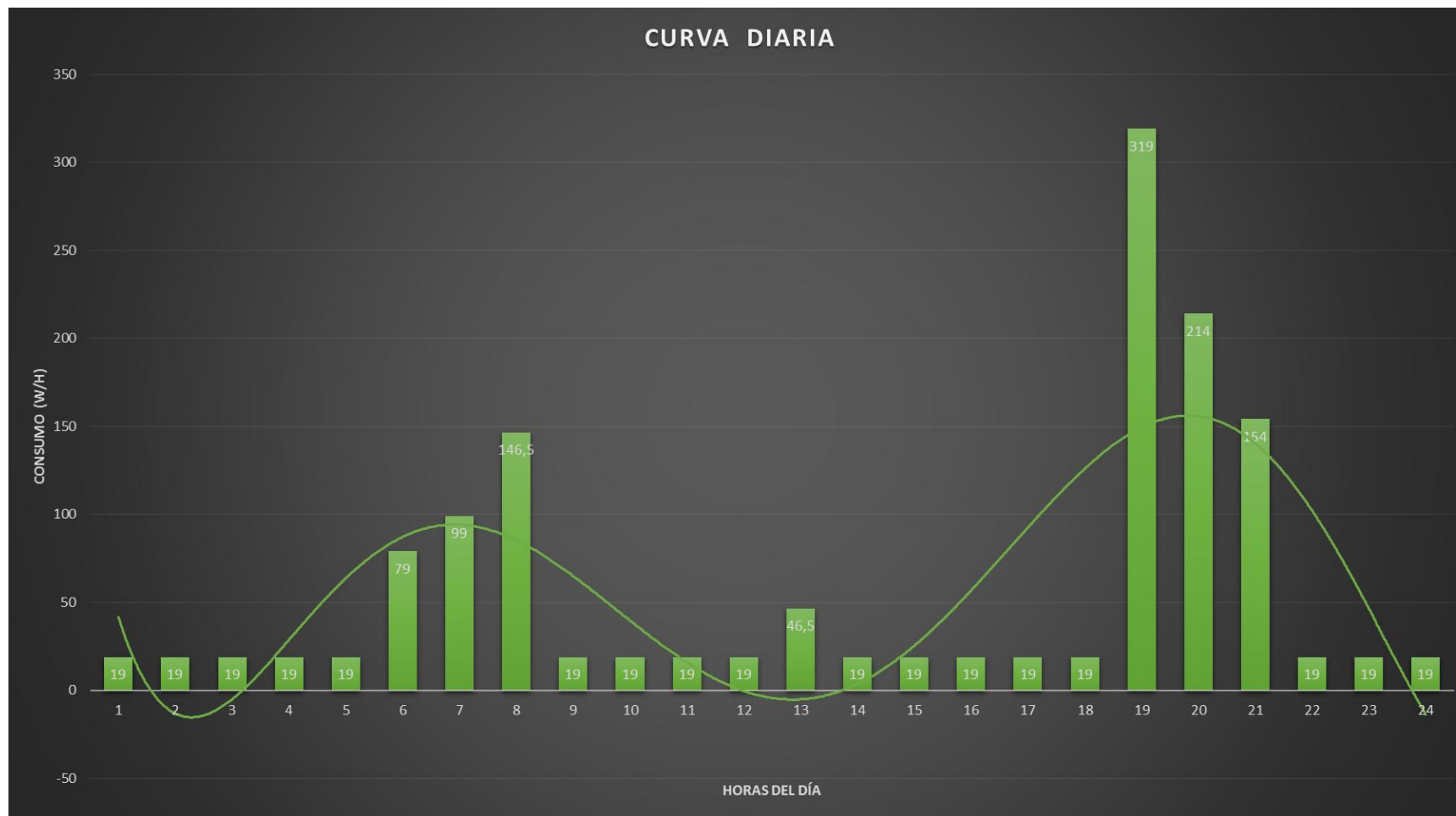
Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Tabla 3.2 Consumo diario

CONSUMO DIARIO																														
Descripción	Cantidad	Potencia (w)	Factor de demanda	Factor simultaneidad		Tiempo utilización (h)	Horas																							
				Día	Noche		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Iluminación	6	20	1	1	1	3						60												120	120	60				
Licuadora	1	450	1	1	1	0,1								22,5					22,5											
Extractor de jugo	1	100	1	1	1	0,1							5						5											
Televisor	2	75	1	1	1	3							75	75											150	75	75			
Teléfono inalámbrico	1	8	1	1	1	24	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Mini congelador	1	11	1	1	1	24	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
Microondas	1	600	1	1	1	0,1								30											30					
					TOTAL Consumo hora		19	19	19	19	19	79	99	147	19	19	19	19	46,5	19	19	19	19	319	214	154	19	19	19	
					SUB TOTAL Consumo diario		1381		w-h/día																					
					TOTAL		2053		w-h/día																					

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Figura 3.1 Curva diaria de consumo



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.3 Cálculo de la capacidad del banco de baterías

Por las características técnicas como vida útil, profundidad de descarga y facilidad de mantenimiento, se selecciona una batería ULTRACELL UCG150-12 GEL de 12V y 150Ah, la cual presenta una profundidad máxima de descarga del 80%, (la NEC 11 recomienda tomar un máximo del 60%). Dentro de los posibles imprevistos, en cuanto a la falta del recurso natural, los días de autonomía escogidos para este proyecto son cuatro. El voltaje nominal del sistema será de 48V, pues es el que más frecuentemente se encuentra en los aerogeneradores de tipo residencial. La capacidad del banco de baterías (C_{bat}) se calcula según la fórmula:

$$C_{bat} = \frac{\text{Demanda energética} \cdot \text{días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga} \cdot \text{Voltaje del sistema}} \quad (3.2)$$

$$C_{bat} = \frac{2053 \frac{W \cdot h}{\text{día}} \cdot 4 \text{ días}}{0.60 \cdot 48 V}$$

$$C_{bat} = 285.13 Ah$$

3.4 Cálculo del número de baterías a utilizar

El número total de baterías se calcula tanto en serie como en paralelo. El número de baterías conectadas en serie ($N_{B \text{ serie}}$) se determina con la ecuación:

$$N_{B \text{ serie}} = \frac{V_n}{V_{n \text{ bat}}} \quad (3.3)$$

Donde:

V_n = Voltaje nominal del sistema

$V_{n \text{ bat}}$ = Voltaje nominal de la batería

Reemplazando:

$$N_{B \text{ serie}} = \frac{48 V}{12 V}$$

$$N_{B \text{ serie}} = 4 \text{ baterías}$$

El número de baterías conectadas en paralelo ($N_{B \text{ paralelo}}$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$N_{B \text{ paralelo}} = \frac{C_{bat}}{Ah_{bat}} \quad (3.4)$$

Donde:

C_{bat} = Capacidad del banco de baterías

Ah_{bat} = Capacidad individual de la batería

Reemplazando:

$$N_{B \text{ paralelo}} = \frac{285.13 \text{ Ah}}{150 \text{ Ah}}$$

$$N_{B \text{ paralelo}} = 2 \text{ baterías}$$

Entonces el número total de baterías a usar será:

$$N_B = N_{B \text{ paralelo}} \times N_{B \text{ serie}} \quad (3.5)$$

$$N_B = 2 \times 4 = 8 \text{ baterías}$$

3.5 Selección del control de carga

“La capacidad del regulador debe ser al menos un 25% mayor de la corriente de corto circuito del arreglo o de la serie de módulos a los cuales está conectado” (NEC 11: Cap. 14, 2011, pág. 60). Ya que el controlador de carga generalmente viene diseñado y distribuido por el fabricante, se aceptará la recomendación del proveedor del aerogenerador seleccionado, puesto que se trata de uno solo en la zona.

3.6 Cálculo del inversor

La potencia del inversor estará determinada por el valor de la carga instalada en AC y multiplicada por un factor de seguridad de 1.25, factor que absorberá ciertos picos de potencia, así tenemos:

$$Potencia\ inversor = 1,25 (Potencia\ instalada) \quad (3.6)$$

$$Potencia\ inversor = 1,25 \times 1439\ W$$

$$Potencia\ inversor = 1798.75\ W$$

La potencia del inversor a instalar es de 1798.75 W. Por el stock existente en el mercado se escoge un inversor de 2000 W.

3.7 Selección del aerogenerador

Para la selección debe tomarse en cuenta los siguientes puntos a considerar:

- La demanda energética total a satisfacer
- Las características del recurso energético (velocidad media y densidad)
- Velocidad de arranque del aerogenerador
- Factor de capacidad eólica

3.7.1 Cálculo de la potencia mínima del aerogenerador

Para el sitio con velocidad promedio de 5m/s (según Mapa eólico del Ecuador) se asumirá un factor de capacidad inicial de 14%. La fórmula utilizada para hallar la potencia mínima del aerogenerador es:

$$Pot.\ minima = \frac{Demanda\ energetica}{(24h \cdot factor\ de\ capacidad)} \quad (3.7)$$

$$Pot.\ minima = \frac{2053 \frac{W \cdot h}{dia}}{(24h \cdot 0.14)}$$

$$Pot.\ minima = 611\ W$$

La potencia mínima del aerogenerador es 611 W, este valor es referencial para la selección, pues todo dependerá de ciertas características dinámicas del emplazamiento y características técnicas del equipo a seleccionar.

3.7.2 Aerogenerador Aleko WG1500.

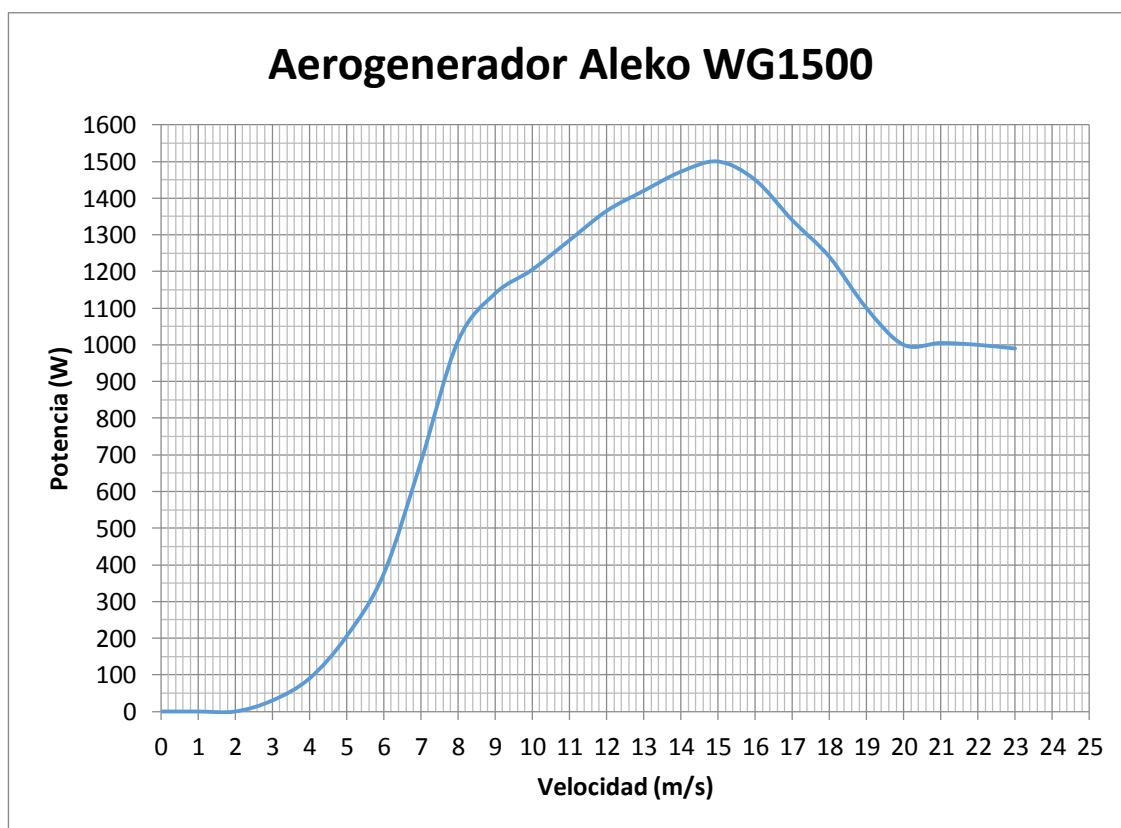
Las características de este tipo de aerogenerador son expuestas en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Características técnicas del aerogenerador Aleko WG1500

Modelo:	ALEKO WG1500
Potencia nominal (kW):	1,2
Potencia máxima (kW):	1,5
Voltaje de salida DC (V):	48
Diámetro del rotor (m):	2.8
Velocidad de arranque (m/s):	3
Velocidad nominal (m/s):	10
Velocidad de corte (m/s):	40
Velocidades de trabajo (m/s):	3~25
Método de regulación de velocidad:	Freno electromagnético
Precio	\$999

Fuente: AlekoGreenEnergy, 2014

Figura 3.2 Curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500



Fuente: AlekoGreenEnergy, 2014

De la curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500 se han identificado los siguientes datos (tabla 3.4) que servirán en la posterior obtención de resultados.

Tabla 3.4 Velocidades y potencias del aerogenerador Aleko WG1500

V (m/s)	P (W)	P (kW)
0	0	0,000
1	0	0,000
2	0	0,000
3	30	0,030
4	90	0,090
5	205	0,205
6	375	0,375
7	680	0,680
8	1010	1,010
9	1140	1,140
10	1205	1,205
11	1285	1,285
12	1365	1,365
13	1420	1,420
14	1472	1,472
15	1500	1,500
16	1450	1,450
17	1340	1,340
18	1240	1,240
19	1100	1,100
20	1000	1,000
21	1005	1,005
22	1000	1,000
23	990	0,990

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.7.3 Aerogenerador Aleko WG1500 A.

Las características de este tipo de aerogenerador son expuestas en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Características técnicas del aerogenerador Aleko WG1500 A

Modelo:	ALEKO WG1500 A
Potencia nominal (kW):	1,2
Potencia máxima (kW):	1,5
Voltaje de salida DC (V):	48
Diámetro del rotor (m):	3.23
Velocidad de arranque (m/s):	2.5
Velocidad nominal (m/s):	10
Velocidad de corte (m/s):	40
Velocidades de trabajo (m/s):	3~25
Método de regulación de velocidad:	Freno electromagnético
Precio	\$999

Fuente: AlekoGreenEnergy, 2014

Figura 3.3 Curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500A



Fuente: AlekoGreenEnergy, 2014

De la curva de potencia del aerogenerador Aleko WG1500A se han identificado los siguientes datos (tabla 3.6), que servirán en la posterior obtención de resultados.

Tabla 3.6 Velocidades y potencias del aerogenerador Aleko WG1500A

V (m/s)	P (W)	P (kW)
0	0	0,000
1	0	0,000
2	0	0,000
3	30	0,030
4	70	0,070
5	125	0,125
6	220	0,220
7	350	0,350
8	520	0,520
9	725	0,725
10	1015	1,015
11	1200	1,200
12	1480	1,480
13	1375	1,375
14	1305	1,305
15	1210	1,210
16	1120	1,120
17	1000	1,000
18	885	0,885
19	840	0,840
20	810	0,810

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.8 Análisis y representación estadística del recurso eólico.

Con los datos captados, a través de la estación meteorológica por un periodo aproximado de seis meses se calcula los parámetros de la distribución de Weibull. Estos parámetros se obtendrán en el software Matlab (Anexo D), también se empleará el software del sitio: The Swiss Wind Power Data Website para dar mayor precisión al desarrollo del análisis estadístico.

3.8.1 Velocidades de viento registradas.

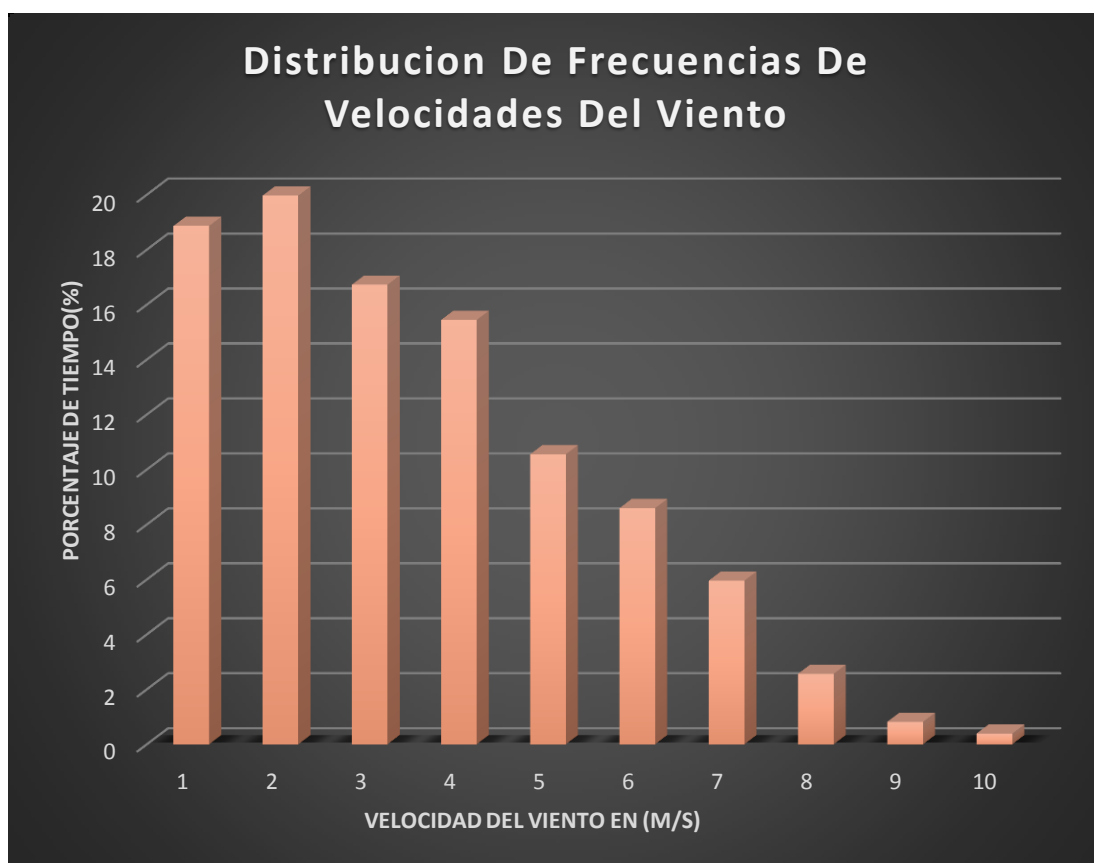
Para empezar el análisis es necesario contar con una base de datos que contenga los promedios de cada hora de las velocidades registradas, posterior a esto se obtiene las frecuencias de las velocidades que se encuentren en intervalos de 1 m/s, mediante la ecuación 1.11 se expresa los resultados captados en el emplazamiento (tabla 3.7)

Tabla 3.7 Resultados de velocidades de viento

INTERVALO (m/s)	# HORAS	PORCENTAJE %	PROBABILIDAD	P. ACUMULADA
0 - 1	440	21,24577499	0,21245775	0,21245775
1 - 2	433	20,90777402	0,20907774	0,42153549
2 - 3	325	15,69290198	0,15692902	0,57846451
3 - 4	311	15,01690005	0,150169	0,72863351
4 - 5	205	9,89859971	0,098985997	0,827619507
5 - 6	151	7,291163689	0,072911637	0,900531144
6 - 7	116	5,60115886	0,056011589	0,956542733
7 - 8	56	2,704007726	0,027040077	0,98358281
8 - 9	20	0,965717045	0,00965717	0,993239981
9 - 10	11	0,531144375	0,005311444	0,998551424
10 - 11	2	0,096571704	0,000965717	0,999517141
11 - 12	1	0,048285852	0,000482859	1
TOTAL	2071	100	1	

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Figura 3.4 Histograma de la frecuencia de las velocidades de viento



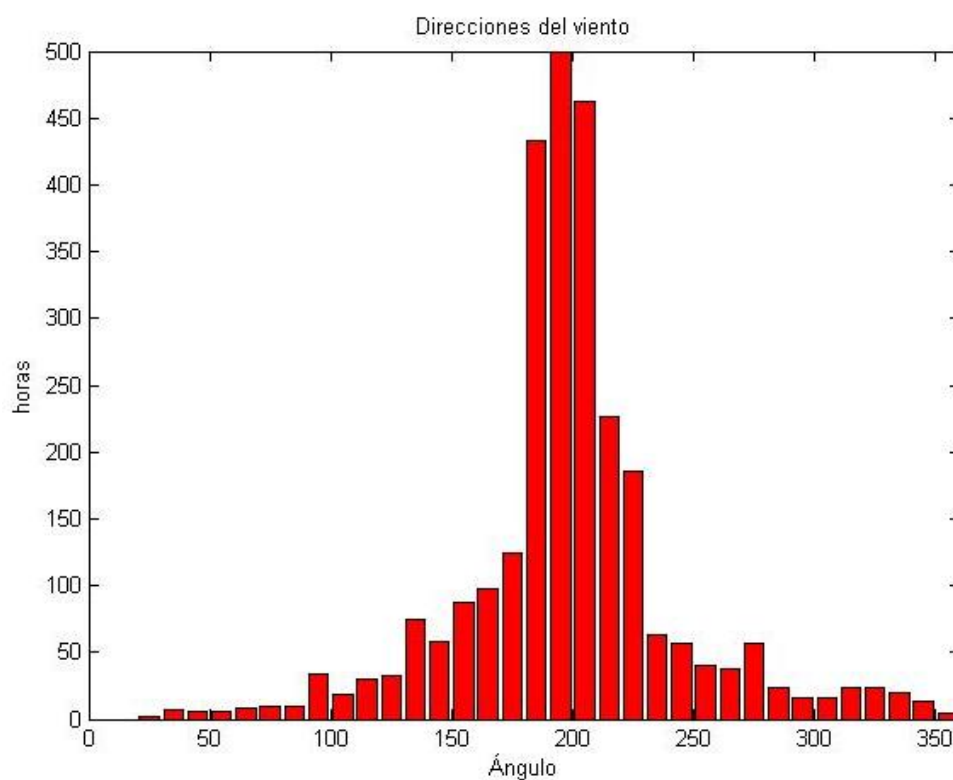
Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.8.2 Predominancia del viento.

En el primer programa se examina las direcciones de la velocidad del viento, desde el mes de Agosto, para lo cual se hace uso del libro de Excel que contiene todos los datos del anemómetro. El libro será cargado al software Matlab, y se realiza la programación que permita obtener datos acerca de la predominancia de la dirección del viento.

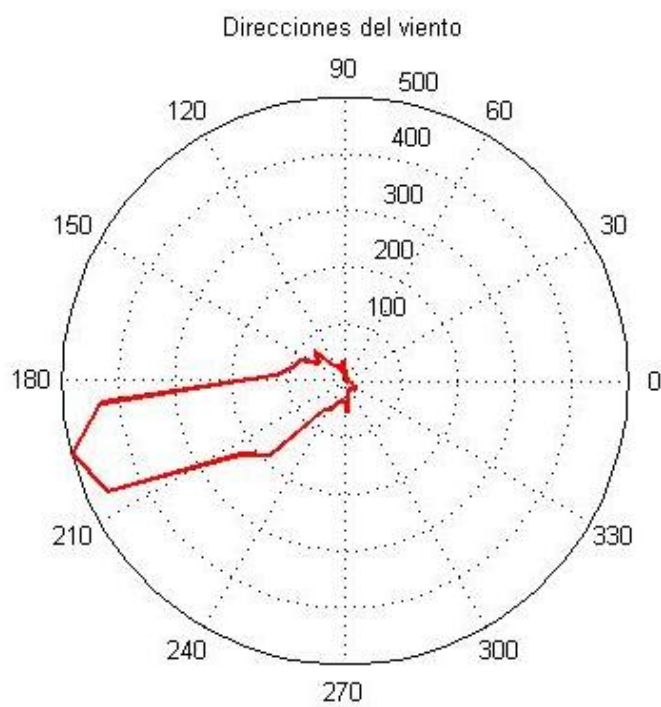
La dirección dominante en la que sopla el viento, se convierte en uno de los datos más importantes a considerar, pues de este dependerá la orientación de instalación (barlovento o sotavento) en la que sea colocado el aerogenerador. Para el cálculo se toma en cuenta los promedios de la dirección del viento en intervalos de una hora, los cuales están expresados en las figuras 3.5 y 3.6 obtenidas en Matlab.

Figura 3.5 Frecuencia de las direcciones del viento en horas



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Figura 3.6 Rosa de los vientos para el emplazamiento



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

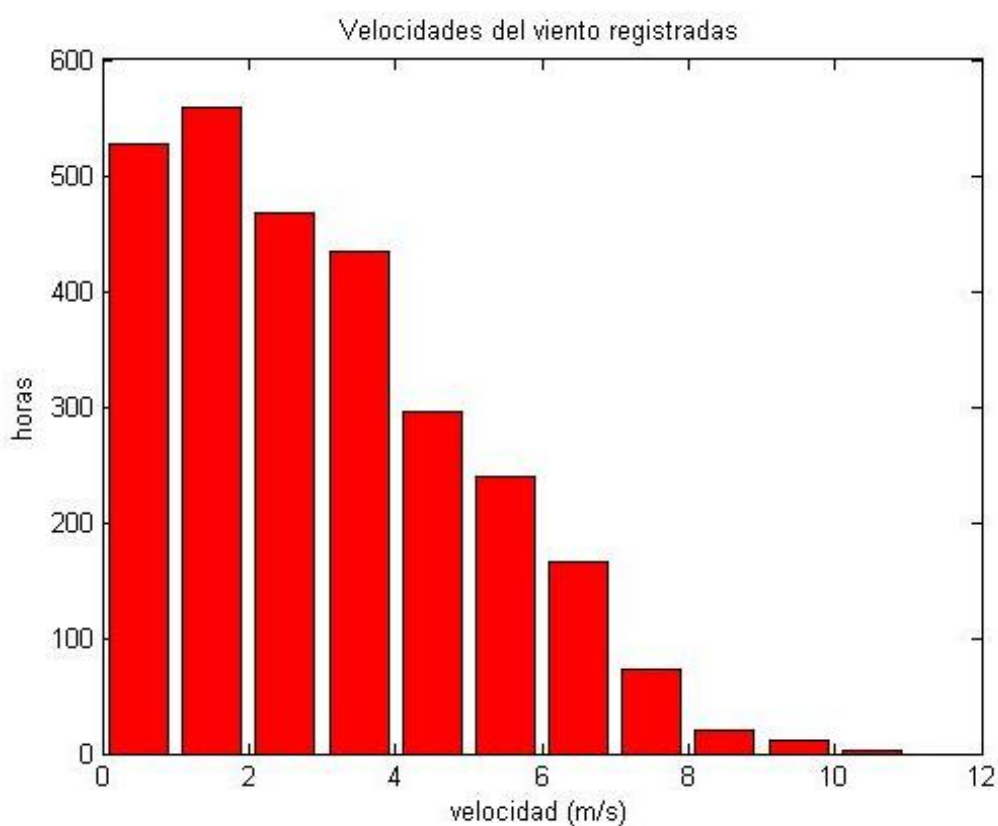
La dominancia de la dirección del viento se halla alrededor de los 200°, tomando en cuenta que originalmente el anemómetro está orientado hacia el sur (como recomienda el fabricante) y tomando el ángulo de giro obtenido por la fuerza del viento se tiene que la dirección promedio con la que el viento sopla se halla alrededor de N 20° O.

3.8.3 Factores de forma y escala.

El segundo y tercer programa permitirán hallar los factores de forma (c) y escala (k), los cuales son requisitos fundamentales para la utilización de la función de Weibull.

Previo a este trabajo es necesario realizar un diagrama de barras (figura 3.7) que contendrá las horas contadas de las velocidades del viento en intervalos 1 m/s.

Figura 3.7 Diagrama de horas registradas en el anemómetro



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

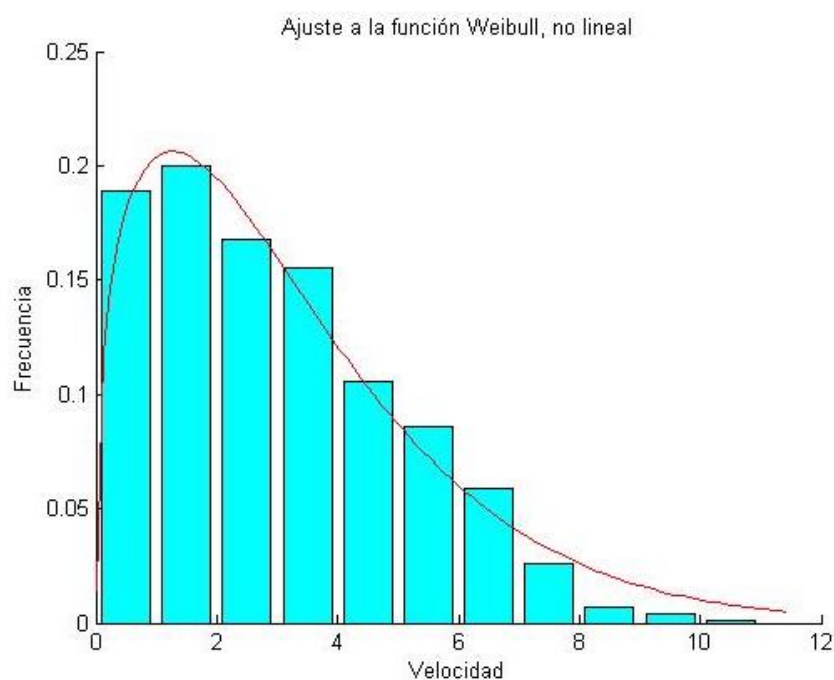
El grafico obtenido demuestra la predominancia de velocidades inferiores a 4 m/s, sin embargo dichos valores no serán dados a menos hasta no evaluar mediante un análisis estadístico, la predisposición del lugar para la implementación de un aerogenerador.

Ahora, con estos datos de frecuencia y el libro de Excel cargado a Matlab, es necesario realizar la programación que se encargará de obtener los parámetros de Weibull de forma no lineal y forma lineal.

3.8.3.1 Forma no lineal.

Mediante el programa realizado en Matlab, se ha obtenido por el método no lineal la figura 3.8.

Figura 3.8 Ajuste no lineal



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

La curva de la función de Weibull obtenida por un ajuste no lineal encaja de manera aceptable con las barras de frecuencia de las velocidades del viento contabilizadas en la zona.

Los parámetros obtenidos por el ajuste no lineal son los siguientes:

$$c = 3.5615 \frac{m}{s}$$

$$k = 1.3338$$

3.8.3.2 Forma lineal.

Los parámetros de Weibull pueden ser obtenidos a través del despeje de la expresión de la distribución acumulada de Weibull $F(v)$ (Ecuación 1-20) y aplicando dos veces logaritmos neperianos, con lo que se obtuvo la siguiente ecuación:

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c) \quad (3.8)$$

Se procede al ajuste por mínimos cuadrados. La ecuación 3.8 es de una línea recta de pendiente a y de ordenada en el origen b .

$$y = a \cdot x + b \quad (3.9)$$

Donde x e y son variables

$$y = \ln[-\ln(1 - F(v))]$$

$$a = k$$

$$x = \ln(v)$$

$$b = -k \ln(c)$$

Calculada la recta, su pendiente proporciona el parámetro k .

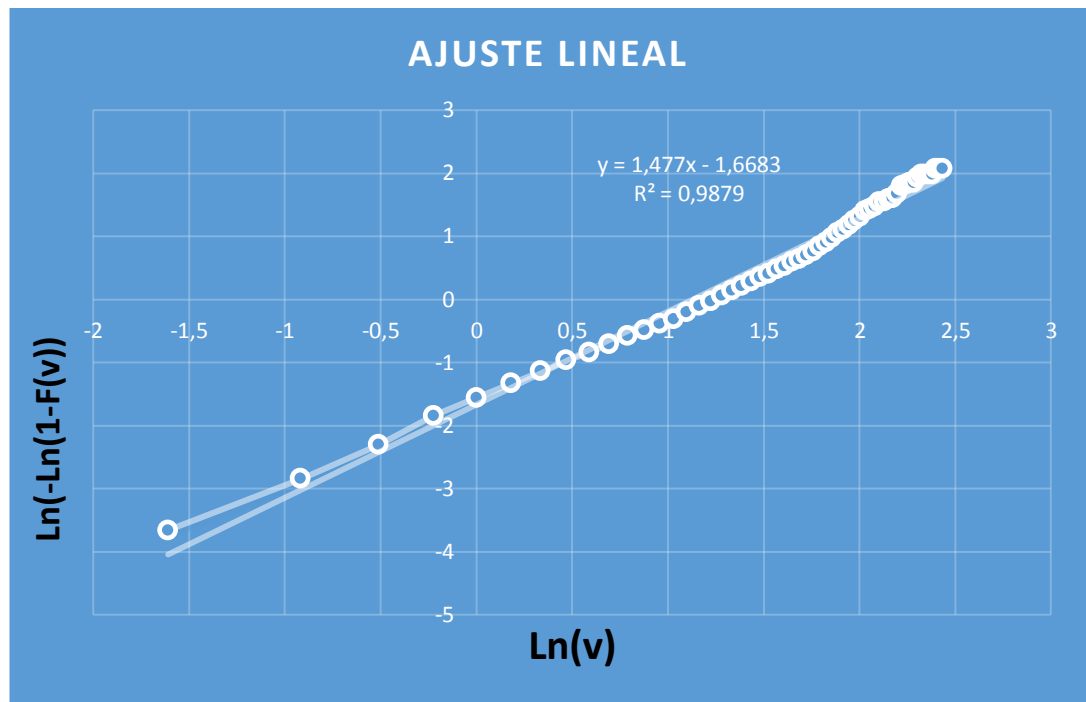
$$a = k = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

El parámetro c se calcula a partir de k y la ordenada en el origen mediante la siguiente expresión:

$$c = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)} \quad (3.10)$$

Mediante el programa realizado en Matlab se ha obtenido por el método lineal la figura 3.9.

Figura 3.9 Ajuste lineal



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Con los puntos representados en el mapa cartesiano que se asemejan a una recta, se puede hallar el valor de su pendiente y consecuentemente los factores de la función de Weibull.

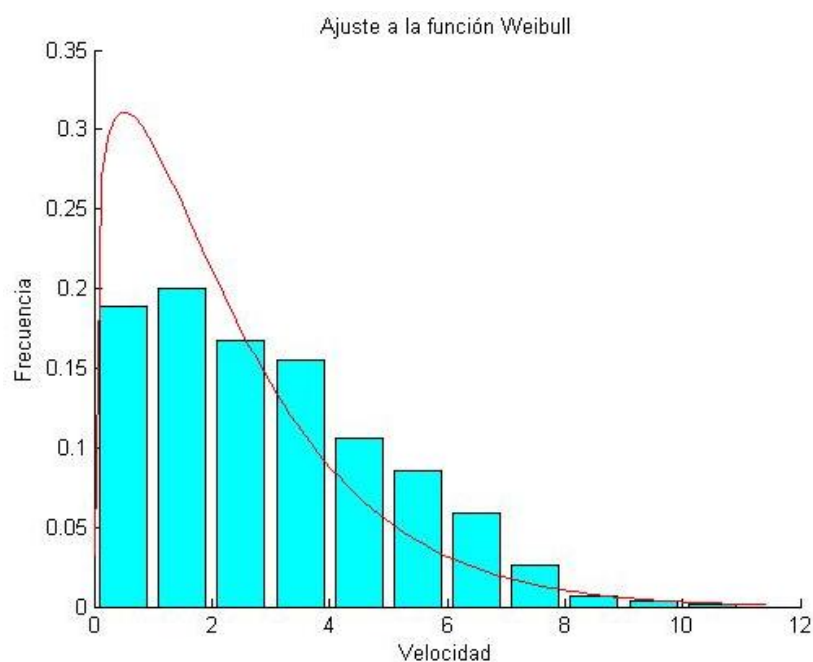
Los parámetros obtenidos son los siguientes:

$$c = 2.4421 \frac{m}{s}$$

$$k = 1.1836$$

La figura 3.10 permite observar el comportamiento de la curva de la función de Weibull con los parámetros calculados mediante el ajuste lineal.

Figura 3.10 Ajuste lineal 2



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

La curva de la función de Weibull obtenida por un ajuste lineal difiere considerablemente con las barras de frecuencia de las velocidades del viento contabilizadas en la zona.

3.8.3.3 Selección del método de ajuste adecuado.

Los gráficos obtenidos hacen evidente la importancia del ajuste de la curva de la función de Weibull frente a las frecuencias de las velocidades, por lo que necesariamente se tomarán los factores de escala obtenidos mediante el método no lineal, pues estos aseguran mayor respaldo a los posteriores resultados por su mejor adaptación a las barras de frecuencia de las velocidades.

Una vez obtenidos estos factores, más la densidad del aire del lugar y la información de los aerogeneradores preseleccionados, se puede hallar valores como:

- Factor de capacidad
- Producción anual de energía
- Las horas de operación a carga completa del aerogenerador

3.8.4 Probabilidad de Weibull en la zona.

A continuación se calcula las probabilidades de Weibull para las velocidades en intervalos de 1 m/s, para lo cual se hará uso de la ecuación 1.19 y los factores de forma y escala obtenidos anteriormente, esta información se muestra en la tablas 3.8.

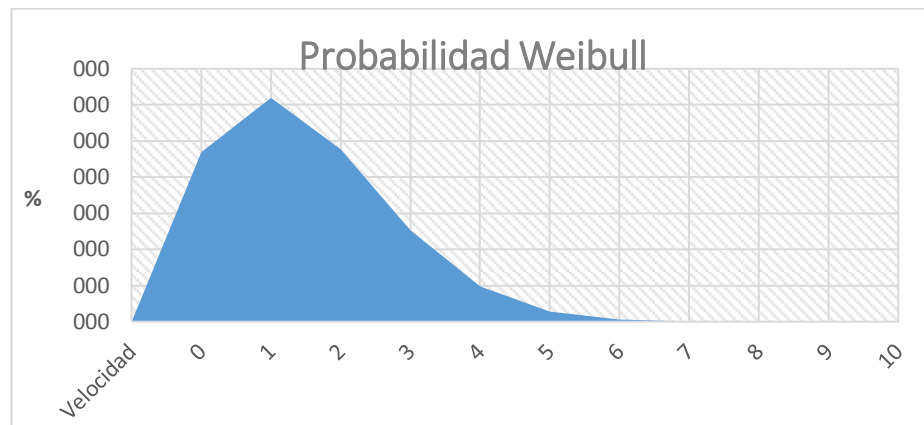
Tabla 3.8 Probabilidades de Weibull

Velocidad	# HORAS	Probabilidad Weibull
0	440	0,00000000000
1	433	21,42232677%
2	325	22,74458784%
3	311	18,72411149%
4	205	13,32914029%
5	151	8,53168950%
6	116	5,00866595%
7	56	2,72960824%
8	20	1,39223928%
9	11	0,66856079%
10	2	0,30363770%
11	1	0,13089674%
12	0	0,05372134%
13	0	0,02104204%
14	0	0,00788266%
15	0	0,00282943%
16	0	0,00097469%
17	0	0,00032270%
18	0	0,00010281%
19	0	0,00003156%
20	0	0,00000934%
TOTAL	2071	1,00

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Las probabilidades obtenidas no solo se limitan a los datos registrados por el anemómetro, sino también en aquellas velocidades que se podrían dar en el lugar, además se corrobora la precisión del cálculo de los factores de Weibull por parte del Matlab, pues la sumatoria de todas las probabilidades es la unidad (100%), tal como se observa en la figura 3.11.

Figura 3.11 Distribución de probabilidades de Weibull

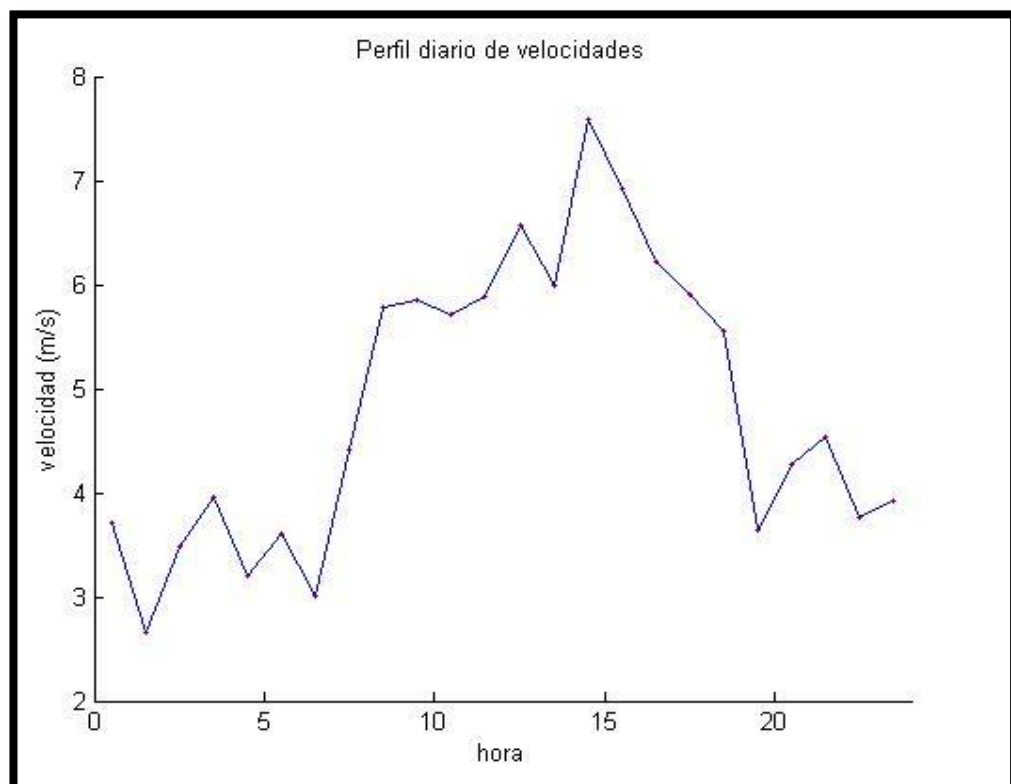


Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.8.5 Perfil diario de velocidades.

Otro de los programas preparados para una mejor visualización del fenómeno ocurrido a través de las horas del día, es aquel que nos permite obtener un gráfico del perfil diario de velocidades del viento (Figura 3.12).

Figura 3.12 Perfil diario de velocidades



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Lo que hace el programa es agrupar los datos del viento en intervalos de una hora, permitiendo visualizar el comportamiento del viento a lo largo del día, lo que hace evidente que en las horas que existe mayor presencia del sol existe mayor movimiento o choque de masas de aire calientes y frías, dando lugar al viento en forma de energía cinética en disposición vertical y horizontal.

3.8.6 Velocidad media y desviación estándar.

El último programa realizado en Matlab sirve para obtener los resultados de la media y desviación estándar de los datos recopilados en el lugar. Utilizando las ecuaciones 1.12 y 1.23 para la velocidad media (convencional y Weibull), y las ecuaciones 1.13 y 1.24 para la desviación estándar (convencional y Weibull), los resultados obtenidos son los siguientes:

- Media convencional = 2.9849 m/s
- Desviación estándar convencional = 2.0350
- Media Weibull = 3.2730 m/s
- Desviación Estándar Weibull = 2.4785

3.9 Simulación de la demanda energética diaria.

Por requerimientos de la presente tesis, se ha optado por usar un software especializado para manejar las variables del viento. El software se encuentra en la página web The Swiss Wind Power Data Website.

3.9.1 Caso 1: Aerogenerador Aleko WG1500.

Con la digitación de los datos de la curva de potencia del aerogenerador expuestos en la tabla 3.4, más los factores de Weibull obtenidos (k y c), podemos ejecutar el programa como se muestra en la figura 3.13.

Figura 3.13 Cálculo de Energía anual

Power Calculator

Wind speed distribution

Either you can estimate the Weibull distribution for your site with the [Weibull calculator](#) or the power calculator approximates a distribution for the mean wind speed that is entered.

☒ Weibull parameters A: m/s k:
☐ mean wind speed v: m/s

Air Density

You can calculate the air density for your site with the [air density calculator](#).

Air density: kg/m³

Power curve

Choose a turbine type from the list or choose "user-defined power curve" and enter your own power curve in the table.

1 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW	11 m/s	<input type="text" value="1.285"/>	kW	21 m/s	<input type="text" value="1.005"/>	kW
2 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW	12 m/s	<input type="text" value="1.365"/>	kW	22 m/s	<input type="text" value="1"/>	kW
3 m/s	<input type="text" value="0.03"/>	kW	13 m/s	<input type="text" value="1.42"/>	kW	23 m/s	<input type="text" value="0.99"/>	kW
4 m/s	<input type="text" value="0.09"/>	kW	14 m/s	<input type="text" value="1.472"/>	kW	24 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
5 m/s	<input type="text" value="0.205"/>	kW	15 m/s	<input type="text" value="1.5"/>	kW	25 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
6 m/s	<input type="text" value="0.375"/>	kW	16 m/s	<input type="text" value="1.45"/>	kW	26 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
7 m/s	<input type="text" value="0.68"/>	kW	17 m/s	<input type="text" value="1.34"/>	kW	27 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
8 m/s	<input type="text" value="1.01"/>	kW	18 m/s	<input type="text" value="1.24"/>	kW	28 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
9 m/s	<input type="text" value="1.14"/>	kW	19 m/s	<input type="text" value="1.1"/>	kW	29 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW
10 m/s	<input type="text" value="1.205"/>	kW	20 m/s	<input type="text" value="1"/>	kW	30 m/s	<input type="text" value="0"/>	kW

Result

Producer	k.A.
Type	k.A.
Capacity	2 kW
Rotor diameter	k.A.
Power Production	1'407 kWh/year
Capacity factor ¹	10.7%
Full load hours ²	938 h/year
Operating hours ³	4'695 h/year

eigene Leistungskurve

v = 3.3 m/s, A = 3.6 m/s, k = 1.3, density = 1.23 kg/m³

frequency [%]
 power [kW]

Wind speed distribution
 power production distribution
 power curve

Fuente: Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz, n.d.

Los resultados obtenidos por medio del software son los siguientes:

$$\text{Producción de energía anual} = 1407 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Factor de capacidad} = 10.7\%$$

$$\text{Horas operativas a carga nominal} = 938 \frac{h}{\text{año}}$$

$$\text{Horas operativas} = 4695 \frac{h}{\text{año}}$$

La expectativa de demanda energética mínima diaria a cubrir en el área elegida es de $2053 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$, por lo que a continuación se verificara si el aerogenerador preseleccionado cumple con esta condición.

$$\text{Demanda energética diaria} = \text{Producción de energética anual} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}}$$

$$\text{Demanda energética diaria} = 1407 \frac{kW \cdot h}{\text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}}$$

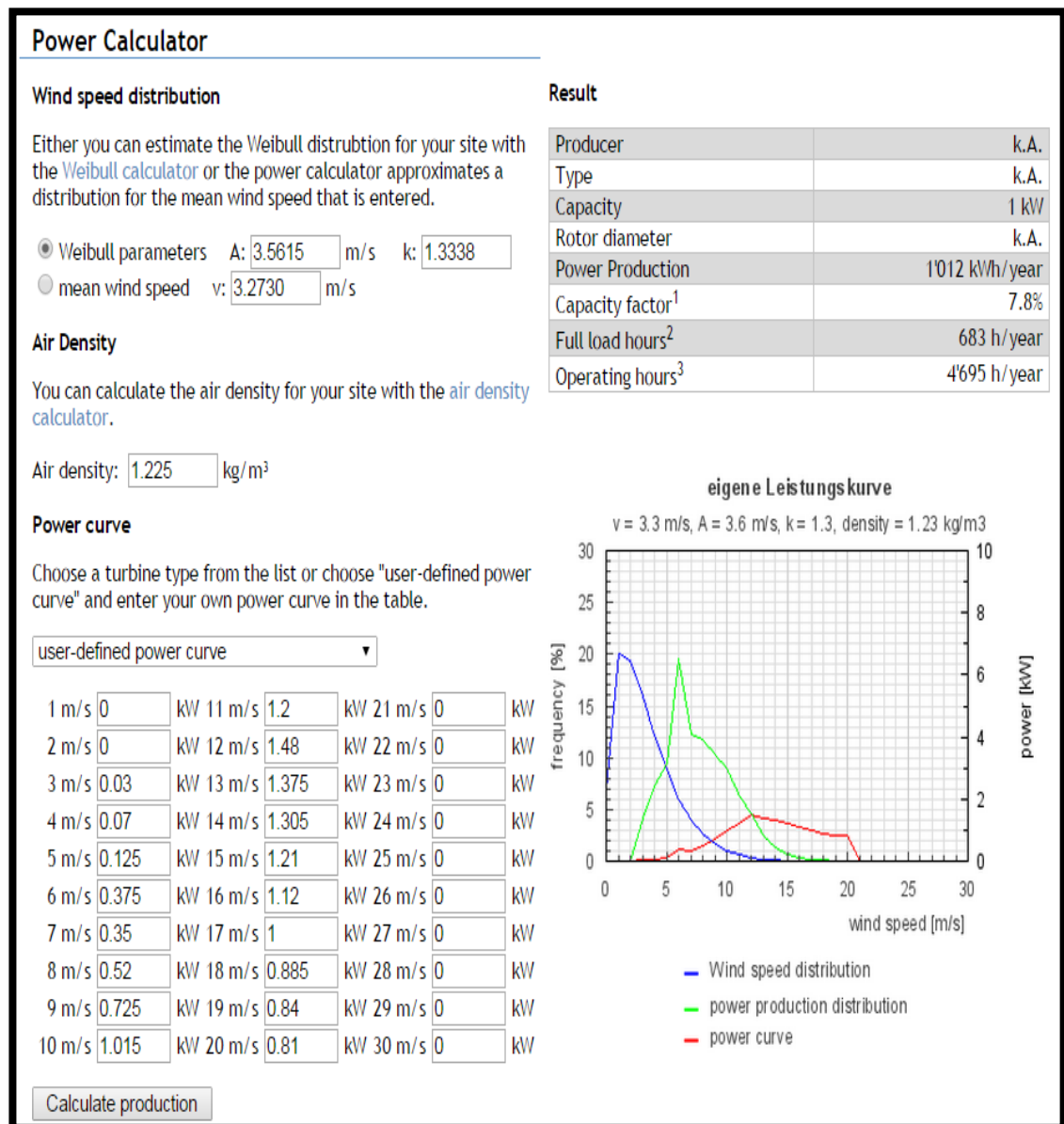
$$\text{Demanda energética diaria} = 3.854 \frac{kW \cdot h}{\text{día}} = 3854 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$$

El resultado obtenido supera con más de 2000 $\frac{W \cdot h}{\text{día}}$ la demanda energética mínima diaria requerida, exceso que será tomado en cuenta como un factor de seguridad que ayudará a mitigar el impacto de la baja producción que se podría dar en los días de vientos desfavorables.

3.9.2 Caso 2: Aerogenerador Aleko WG1500 A.

Con la digitación de los datos de la curva de potencia del aerogenerador expuestos en la tabla 3.6, más los factores de Weibull obtenidos (k y c), podemos ejecutar el programa como se muestra en la figura 3.14.

Figura 3.14 Cálculo de Energía anual



Fuente: Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz, n.d.

Los resultados obtenidos por medio del software son los siguientes:

$$\text{Producción de energía anual} = 1012 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Factor de capacidad} = 7.8\%$$

$$\text{Horas operativas a carga nominal} = 683 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

$$\text{Horas operativas} = 4695 \frac{h}{\text{año}}$$

La expectativa de demanda energética mínima diaria a cubrir en el área elegida es de $2053 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$, por lo que a continuación se verificara si el aerogenerador preseleccionado cumple con esta condición.

$$\text{Demanda energética diaria} = \text{Producción de energética anual} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}}$$

$$\text{Demanda energética diaria} = 1012 \frac{kW \cdot h}{\text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}}$$

$$\text{Demanda energética diaria} = 2.772 \frac{kW \cdot h}{\text{día}} = 2772 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$$

El resultado obtenido supera con más de $500 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$ la demanda energética mínima diaria requerida, exceso que será tomado en cuenta como un factor de seguridad que ayudará a mitigar el impacto de la baja producción que se podría dar en los días de vientos desfavorables.

3.9.3 Conclusión.

Con los resultados obtenidos es evidente que el aerogenerador Aleko WG1500 supera con mayor rango la demanda energética diaria, ambos aerogeneradores poseen el mismo valor económico, pero sentadas características de diseño los hace comportarse tan diferente en el escenario de implantación. La decisión está definitivamente inclinada hacia la selección del aerogenerador Aleko WG1500 para un futuro emplazamiento.

3.10 Diseño de la torre

3.10.1 Consideraciones generales.

El presente diseño estructural de una torre de celosías se ha realizado según las especificaciones técnicas de las siguientes normas:

- Norma AISC 360-10, para construcciones de acero
- Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC 11)

3.10.2 Parámetros de diseño.

3.10.2.1 Forma geométrica de la torre.

De la geometría de la torre dependen las cargas que soportaran cada uno de los miembros estructurales de la torre. Se puede decir que “mientras mayor sea el área de la base, mayores esfuerzos de compresión soportara la estructura, pero los elementos estructurales inferiores soportaran más carga” (Faz Barahona, 2010).

Para calcular el ancho mínimo de la base de la torre se utiliza la fórmula:

$$a = \frac{h}{10} \quad (3.11)$$

Donde:

a = ancho de la base de la torre

h = altura de la torre

Entonces tenemos:

$$a = \frac{6500 \text{ mm}}{10}$$
$$a = 650 \text{ mm}$$

El ancho mínimo de la torre tiene un valor de 650 mm, pero debido a la utilización de cargas adicionales en la estructura se optó por un ancho de la base de 800mm para mayor seguridad.

3.10.2.2 Materiales a utilizar en la torre.

Los perfiles angulares a utilizar en la torre serán de acero ASTM A36, cuyos datos son presentados en la tabla 3.9:

Tabla 3.9 Materiales a utilizar en la torre

DIMENSIONES (Pulg.)	MATERIAL	Esfuerzo de Fluencia mínima f_y (Kg/cm ²)	Resistencia Última f_u (Kg/cm ²)
2 x 2 x 3/16 (columnas)	Acero ASTM A36	2530	4080
1 ½ x 1 ½ x 1/8 (celosías)	Acero ASTM A36	2530	4080

Fuente: COOPSA, n.d.

3.10.2.3 Carga muerta.

Específicamente la carga muerta será el peso propio de todos los elementos que conformarán la torre (perfiles, pernos, placas de sujeción, etc.), este valor será calculado por el programa SAP 2000.

3.10.2.4 Carga del aerogenerador.

El aerogenerador seleccionado presenta un peso de 65kg, este valor es proporcionado por el fabricante.

3.10.2.5 Carga viva.

En el presente caso se considera una fuerza por montaje y mantenimiento para el proceso de cálculo, suponiendo el peso de dos personas que suban a realizarlo, se considera un peso promedio de 140 Kg.

3.10.2.6 Carga de viento.

Para determinar la resistencia de la torre frente a la acción del viento, se establece una presión (p_v), determinada mediante la siguiente expresión:

$$p_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2 \quad (3.12)$$

Donde:

$$p_v = \text{presión de viento } \left(\frac{N}{m^2}\right)$$

$$\rho = \text{densidad del aire } \left(1.25 \frac{Kg}{m^3}\right)$$

$$v_b = \text{velocidad básica de viento } \left(\frac{m}{s}\right)$$

Reemplazando datos obtendríamos lo siguiente:

$$p_v = \frac{1}{2} \times 1.25 \frac{Kg}{m^3} \times \left(6 \frac{m}{s}\right)^2$$

$$p_v = 22.5 \frac{N}{m^2}$$

Dicha presión se multiplica por el ancho del perfil metálico, se la aplica como carga uniformemente distribuida en la cara expuesta al viento de cada elemento.

Para el ángulo de 2'' x 2'' x 3/16'', la carga distribuida será de:

$$F_{D1} = 22.5 \frac{N}{m^2} \cdot 0.0508m = 1.143 \frac{N}{m}$$

Para el ángulo de 1 1/2'' x 1 1/2'' x 1/8'', la carga distribuida será de:

$$F_{D2} = 22.5 \frac{N}{m^2} \cdot 0.0381m = 0.857 \frac{N}{m}$$

3.10.2.7 Combinaciones de carga (Método LRFD).

Las combinaciones de carga brindan un factor de seguridad respecto a posibles sobrecargas que sufra la estructura. Al existir la NEC 11, para el método LRFD se encuentran las siguientes combinaciones de cargas, las cuales han sido simplificadas para este caso.

$$U = 1.4D \quad (3.13)$$

$$U = 1.2D + 1.6L \quad (3.14)$$

$$U = 1.2 D + (L \text{ o } 0.5W) \quad (3.15)$$

$$U = 1.2 D + 1.0 W + L \quad (3.16)$$

$$U = 0.9 D + 1.0 W \quad (3.17)$$

Donde:

D = Carga permanente (carga muerta + carga aerogenerador)

L = Carga viva

W = Carga de viento

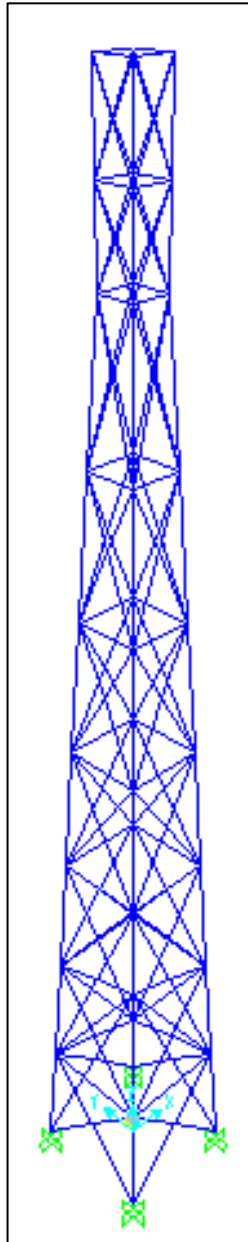
G = Carga del aerogenerador

Estas ecuaciones serán posteriormente utilizadas para la posterior simulación de la torre.

3.10.3 Análisis estructural.

Tomando en cuenta la complejidad de la estructura y la cantidad de elementos con los que está constituida, se optó por realizar el análisis de la torre mediante el programa SAP 2000, garantizando la obtención de los mejores resultados de diseño. En la figura 3.15 se muestra el modelo 3D proporcionado por el programa.

Figura 3.15 Modelado de la torre



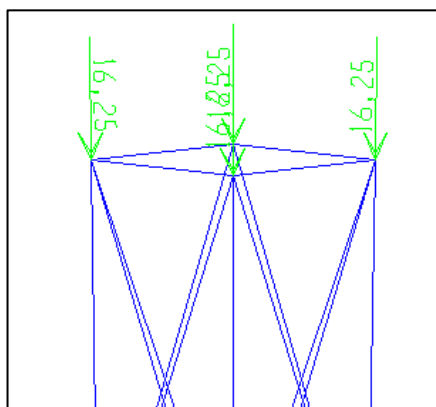
Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.10.3.1 Asignación de cargas a los elementos de la estructura.

3.10.3.2 Asignación de carga del aerogenerador.

Esta carga es puntual debida al peso del aerogenerador, el resultado es dividido por las cuatro esquinas de la parte superior de la torre, como se observa en la figura 3.16.

Figura 3.16 Asignación de carga del aerogenerador

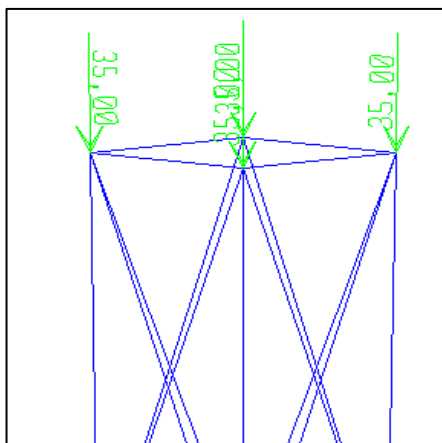


Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.10.3.3 Asignación de carga viva.

La carga existente en la estructura es el peso promedio de dos personas que suban al momento de la instalación y mantenimiento al sistema. Estas cargas son puntuales y divididas para los cuatro nodos superiores, como se observa en la figura 3.17.

Figura 3.17 Asignación de carga viva



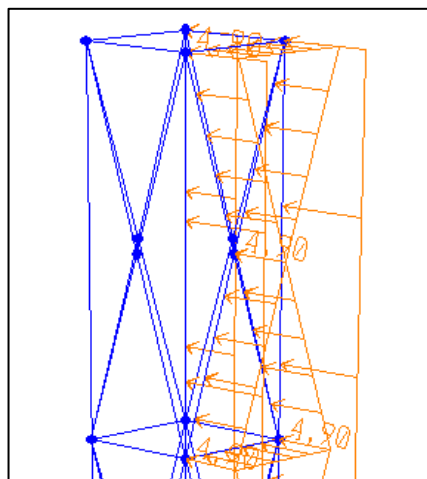
Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.10.3.4 Asignación de carga de viento.

Tomando en cuenta la dirección predominante, se asume que la carga de viento actuará en una de las caras de torre de forma distribuida y lineal (figura

3.18), para determinar el comportamiento de la estructura cuando dicha carga actué sobre la torre.

Figura 3.18 Asignación de carga de viento

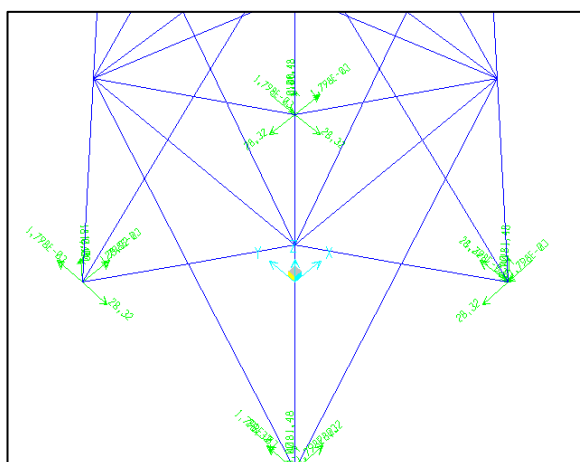


Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.10.4 Visualización gráfica de los resultados.

Se debe verificar condiciones de esfuerzos axiales de acuerdo al comportamiento esperado de cada elemento, así como otros parámetros como deflexiones y desplazamientos. Adicionalmente se utilizan los resultados del análisis, como las reacciones en las bases de las columnas (figura 3.19) para modelar las placas, pernos de sujeción y pernos de anclaje de la estructura.

Figura 3.19 Reacciones en la base de la torre

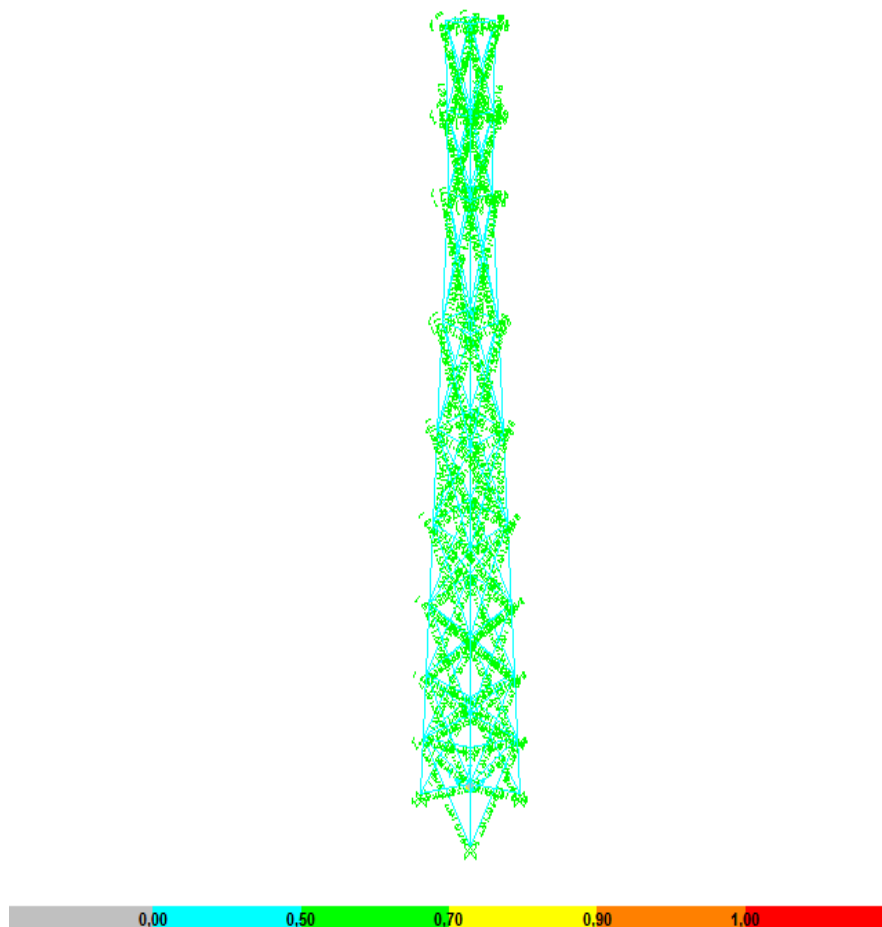


Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.10.4.1 Verificación del diseño.

En esta fase el SAP 2000 previa verificación de todos los elementos dados al modelo estructural, presenta un diagrama de colores (figura 3.20) en el que refleja la demanda vs capacidad, es decir, presenta un chequeo de esfuerzos que permite encontrar las secciones o elementos que no satisfacen los requisitos de diseño para las diferentes combinaciones de carga.

Figura 3.20 Verificación del diseño por código de colores



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

De los resultados obtenidos se puede concluir que los diferentes elementos de la estructura se encuentran trabajando en un rango de 50% a 70 % de su capacidad, lo que se considera técnica y económicamente eficiente, ya que se ha logrado un diseño que emplea adecuadamente los materiales y adicionalmente se tiene una reserva de resistencia en el caso de ocurrir algún tipo de imprevisto.

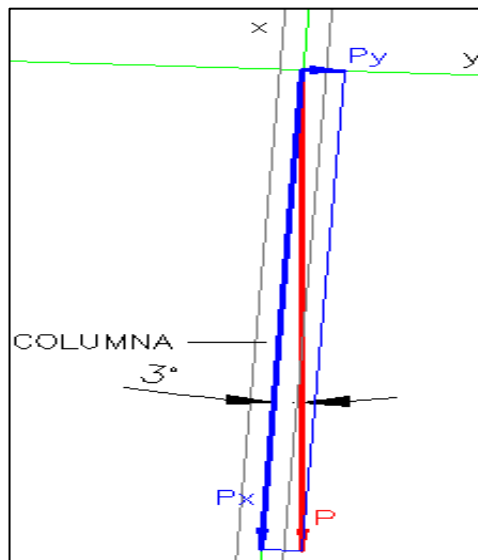
3.11 Selección de pernos

“Un perno es un sujetador con cabeza y vástago recto roscado, pensado para utilizarse con una tuerca, a fin de mantener unido y estacionario un conjunto” (Carrera & Collaguazo, 2013, pág. 122)

3.11.1 Determinación de cargas en los pernos.

Se toma en cuenta la reacción dada en cada columna de la estructura tanto en la componente X (carga a corte) como en Y (carga a tensión) (figura 3.21).

Figura 3.21 Reacciones de tensión y corte



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

$$P = 181,49 \text{ Kg} = 0,40 \text{ Klb (Dato de SAP 2000)}$$

$$P_x = \text{Carga de corte}$$

$$P_y = \text{Carga de tensión}$$

Se tiene los siguientes valores para cada una de las cargas:

$$P_x = \cos(3^\circ) \times \frac{0,40 \text{ Klb}}{4}$$
$$P_x = 0,09986 \text{ Klb} = 99,86 \text{ lb}$$

$$P_y = \sin(3^\circ) \times \frac{0,40 \text{ Klb}}{4}$$

$$P_y = 0,00523 \text{ Klb} = 5,23 \text{ lb}$$

3.11.2 Datos preliminares del perno seleccionado.

Los pernos seleccionados de 3/8" x 1 1/4" zincados son 6 por cada unión de elementos en la estructura, la tabla 3.10 proporciona las dimensiones preliminares.

Tabla 3.10 Dimensiones preliminares del perno

DATOS DEL PERNO	DIMENSIONES (PULG)
DIAMETRO NOMINAL PERNO	3/8
LONGITUD DE SUJECCIÓN DEL PERNO	1 1/4
ESPESOR DE ARANDELA (Anexo B.1)	0,083
ALTURA DE TUERCA (Anexo B.2)	21/64

Fuente: Budynas & Nisbett, 2012

3.11.3 Análisis de pernos por carga a corte.

El perno estará sometido principalmente a esfuerzos cortantes, por lo tanto el diseño se hará en base a esos esfuerzos producidos por las cargas que influyen en la torre. La fuerza cortante que ejercerá cada perno será la siguiente:

$$P_{xperno} = \frac{P_x}{\#pernos} \quad (3.18)$$

Donde:

P_x = Carga de corte

P_{xperno} = Carga de corte en cada perno

Reemplazando se tiene:

$$P_{xperno} = \frac{0,09986 \text{ Klb}}{6}$$

$$F_{xperno} = 0,017 \text{ Klb}$$

3.11.3.1 Esfuerzo cortante.

Se calcula el esfuerzo cortante (τ) al que está sometido el perno, el cual se define como sigue:

$$\tau = \frac{P_{xperno}}{A_d} \quad (3.19)$$

Donde:

A_d = Área del perno (0,110 *pulg*²)

Reemplazando se obtiene el siguiente resultado:

$$\tau = \frac{0,017 \text{ Klb}}{0,110 \text{ pulg}^2}$$

$$\tau = 0,151 \text{ Kpsi}$$

3.11.3.2 Esfuerzo cortante real.

Una vez obtenido el esfuerzo cortante del perno, se calcula el esfuerzo cortante real del mismo dado por el material, en este caso se requiere la tabla 3.11.

Tabla 3.11 Resistencias del perno seleccionado

ELEMENTO	Resistencia mínima de fluencia (S_y)(Kpsi)	Resistencia última (S_{ut})(Kpsi)
Perno 3/8 x 1 1/4 (Anexo B.3)	92	120

Fuente: Budynas & Nisbett, 2012

El esfuerzo cortante real del perno se calcula con la siguiente fórmula:

$$[\tau] = \frac{0,6 * S_y}{F_s} \quad (3.20)$$

Donde:

$[\tau]$ = Esfuerzo cortante real del perno (Kpsi)

S_y = Resistencia minima a la fluencia (*Kpsi*)

F_s = Factor seguridad (2,2)

Reemplazando se tiene el siguiente valor:

$$[\tau] = \frac{0,6 \times 92 \text{ Kpsi}}{2,2}$$

$$[\tau] = 25,09 \text{ Kpsi}$$

Una vez obtenido el esfuerzo del perno seleccionado y el esfuerzo real del mismo; dada la condición de diseño se tiene la siguiente ecuación:

$$\tau \leq [\tau] \quad (3.21)$$

$$0,151 \text{ Kpsi} \leq 25,09 \text{ Kpsi}$$

Por lo tanto el perno seleccionado cumple con los factores de diseño, con seguridad va a responder correctamente contra cargas a corte.

3.12 Diseño de la placa base

3.12.1 Datos preliminares.

La carga de la torre debe distribuirse en un área suficiente con el objetivo de evitar que se sobre esfuerce el concreto, es por esa razón que se utilizan placas base, para el diseño de las mismas hemos considerado los siguientes datos (tabla 3.12):

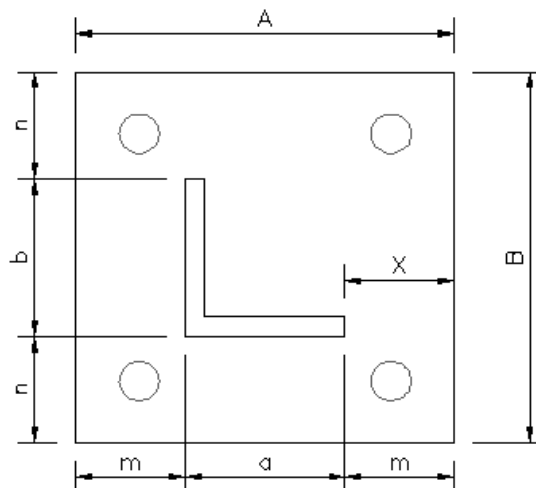
Tabla 3.12 Datos preliminares para el cálculo de la placa base

DATOS DE CARGA Y MATERIAL	VALOR
CARGA AXIAL TOTAL DE LA TORRE(kg) (SAP 2000)	725,96
RESISTENCIA ESPECIFICA DEL CONCRETO (Kg/cm^2)	210
ESFUERZO MÍNIMO DE FLUENCIA ACERO (PLACA BASE) (Kg/cm^2)	2530
MOMENTO EN X (Kg.cm)	72,60
MOMENTO EN Y (Kg.cm)	72,60

Fuente: NEC 11 Capítulo 1, 2011

En el diseño de placas base se necesita saber algunas distancias referenciales, las cuales se muestran en la figura 3.22.

Figura 3.22 Vista superior de la columna y placa base



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Los valores de cada distancia se presentan en la tabla 3.13.

Tabla 3.13 Dimensiones transversales de la columna y placa

DIMENSIONES DE LA COLUMNA Y PLACA	
DISTANCIA	VALOR (cm)
a	5,08
b	5,08
X	3,5

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

3.12.2 Determinación de las dimensiones requeridas para la base.

Se calcula las dimensiones requeridas que deberá tener la placa, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones de seguridad:

1. “La resistencia máxima que soportara el hormigón es del 0,45% de su capacidad total ($94,5 \text{ Kg/cm}^2$)” (Jaramillo Jimenez, 2004).
2. El esfuerzo mínimo de fluencia del acero será de 2000 Kg/cm^2 , ya que no se quiere hacerlo trabajar a su máximo nivel.

Las distancias A y B de la placa se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} A &= a + 2X & (3.22) \\ A &= 5,08cm + (2 \times 3,5cm) \\ A &= B = 12,08 \text{ cm} \end{aligned}$$

Se definen los valores de m y n mediante la fórmula siguiente:

$$\begin{aligned} m &= \frac{A - (0,95 \times a \times 2)}{2} & (3.23) \\ m &= \frac{12,08 \text{ cm} - (0,95 \times 5,08 \text{ cm})}{2} \\ m &= n = 3,63 \text{ cm} \end{aligned}$$

3.12.3 Análisis de placa base respecto a momentos de columnas.

Con mucha frecuencia se debe diseñar las placas base con el objetivo de que estas deben resistir momentos flexionantes junto con cargas axiales.

Para este tipo de análisis, hacemos uso de la ecuación de la excentricidad, “si la excentricidad es suficientemente grande de tal manera que la resultante este fuera del tercio medio de la placa, habrá un levantamiento en el otro lado de la columna, sometiendo a tensión los pernos de anclaje de ese lado” (McCormac, 2002).

Entonces para calcular la excentricidad (e) se utiliza la siguiente expresión:

$$e = \frac{M}{P} \quad (3.24)$$

Donde:

M = Momento de la placa ($Kg.cm$)

P_U = Carga axial (Kg)

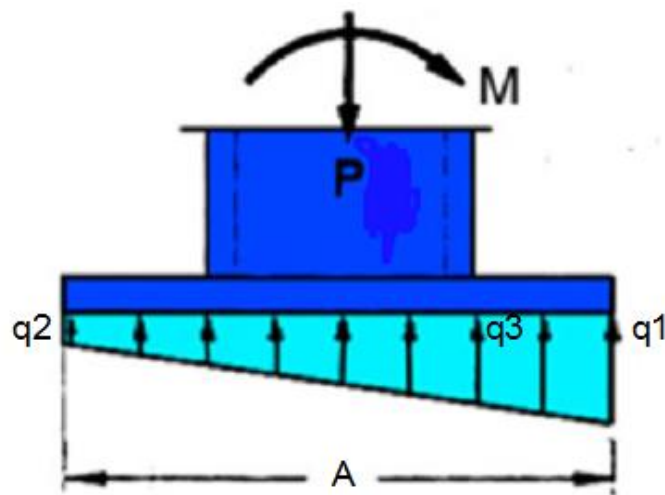
Reemplazando datos y asumiendo que se tiene el mismo momento en las dos direcciones de la placa se obtiene:

$$e = \frac{72,60 \text{ Kg.cm}}{725,96 \text{ Kg}}$$

$$e = 0,10 \text{ cm}$$

Por lo tanto, la resultante si está situada entre los patines y el tercio medio de la placa (figura 3.23).

Figura 3.23 Placa con excentricidad baja



Fuente: Leiva, 2013

Se determina las tensiones de aplastamiento en los bordes de la placa (figura 3,23), calculadas por las expresiones:

$$q_{1,2} = \frac{P}{A_{placa}} \pm \frac{6 \times M}{BA^2} \quad (3.25)$$

$$q_{1,2} = \frac{725,96 \text{ Kg}}{12,08\text{cm} \times 12,08\text{cm}} \pm \frac{6 \times 72,60 \text{ Kg.cm}}{12,08\text{cm} \times (12,08 \text{ cm})^2}$$

$$q_1 = 5,22 \text{ Kg/cm}^2$$

$$q_2 = 4,73 \text{ Kg/cm}^2$$

También se hará uso de una tercera tensión de aplastamiento (q_3) ubicada en la parte lateral del perfil, y por métodos geométricos se tiene el siguiente valor.

$$q_3 = 5,07 \text{ Kg/cm}^2$$

Se calcula momentos tomando como referencia la tensión q_3 , suponiendo que la sección crítica está en un lado y que la compresión es mayor.

$$M_1 = \frac{q_3 \times m^2}{2}$$

$$M_1 = \frac{5,07 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \times (3,63\text{cm})^2}{2}$$

$$M_1 = 33,37 \text{ Kg.cm}$$

$$M_2 = \frac{(q_1 - q_3) \times m}{2} \times \frac{2}{3}m = \frac{(q_1 - q_3) \times m^2}{3}$$

$$M_2 = \frac{(5,22 \text{ Kg/cm}^2 - 5,07 \text{ Kg/cm}^2) \times (3,63 \text{ cm})^2}{3}$$

$$M_2 = 0,65 \text{ Kg.cm}$$

El momento total será el siguiente:

$$M_T = M_1 + M_2 \quad (3.26)$$

$$M_T = 33,37 \text{ Kg.cm} + 0,65 \text{ Kg.cm}$$

$$M_T = 34,02 \text{ Kg.cm}$$

Entonces el espesor (t) de la placa, capaz de soportar carga axial y momento será a partir de la siguiente ecuación:

$$t = \sqrt{\frac{6M_T}{\Phi_b F_y}} \quad (3.27)$$

Reemplazando la ecuación se obtiene el siguiente espesor:

$$t = \sqrt{\frac{6 \times 34,02 \text{ Kg.cm}}{0,9 \times 2000 \text{ Kg/cm}^2}}$$

$$t = 0,34 \text{ cm} = 3,4 \text{ mm}$$

$$t \approx 4 \text{ mm}$$

Por lo tanto cada placa base será mínimo de 120 mm x 120 mm x 4 mm.

3.13 Selección de pernos de anclaje

Los pernos de anclaje cumplen con la función de mantener fija la estructura al piso. Los datos del tipo de perno escogido se presentan en la tabla 3.14.

Tabla 3.14 Datos preliminares de pernos de anclaje

CARACTERISTICAS	
D perno (pulg)	3/8
Longitud (pulg)	3
Resistencia permitida del perno de anclaje (Kg/cm ²)(Anexo B.8)	181

Fuente: Importper, n.d.

3.13.1 Calculo de la cortante basal de diseño.

La cortante basal de diseño es una fuerza de reacción que la estructura tiene cuando está sujeta a fuerzas accidentales (como viento o sismo), se presenta en las columnas que componen una estructura y está localizada en su base, sirve para diseñar las anclas de acero que unen la columna a la cimentación, se determina mediante la expresión:

$$V = \frac{ZIC}{\phi_P \phi_E R} W \quad (3.28)$$

Donde: (Anexos B.4;B.7)

Z = Factor de zona (0,4)

I = Factor de importancia (1.5)

C = Valor de aceleración espectral máxima esperado

ΦP = Coeficiente de configuración estructural en planta (1)

ΦE = Coeficiente de configuración estructural en elevación (1)

R = Factor de reducción de resistencia sísmica (6)

W = Carga muerta total de la estructura

El Valor de aceleración espectral máxima esperado se calcula como sigue:

$$0,5 \leq C = \frac{1.25xZ^Z}{T_2} \quad (3.29)$$

Donde:

T_2 = Periodo de vibración método 2

El periodo de vibración de la estructura para cada dirección, será estimado a partir de uno de los métodos descritos a continuación:

$$T_1 = C_t h_n^\alpha \quad (3.30)$$

Donde:

T_1 = Periodo de vibración método 1

h_n = altura máxima de la torre (m)

$C_t = 0.073$ (NEC 11)

$\alpha = 0.75$ (NEC 11)

Reemplazando tenemos:

$$T_1 = 0.073 \times 6,5^{0.75}$$
$$T_1 = 0,30 \text{ s}$$

Sin embargo, el valor del periodo de vibración (T_2) no debe ser mayor en un 30% al valor de (T_1), entonces:

$$T_2 = 1.15 T_1 \quad (3.31)$$

Donde:

T_1 = Periodo de vibración método 1

Reemplazando tenemos:

$$T_2 = 1.15 \times 0,30$$

$$T_2 = 0,34 \text{ s}$$

Con todas las variables calculadas, el Valor de aceleración espectral máxima es el siguiente:

$$C = \frac{1.25 \times 0,4^{0,4}}{0,34}$$

$$C = 2,54 \approx 3$$

Entonces la cortante basal de la estructura es:

$$V = \frac{0,4 \times 1,5 \times 3}{1 \times 1 \times 6} \times 725,96 \text{ Kg}$$

$$V = 217,79 \text{ Kg}$$

La carga que soporta cada perno (Q) es definida por la siguiente ecuación:

$$Q = 0.6 F_y \times A_s \quad (3.32)$$

Donde:

F_y = Resistencia permitida del perno de anclaje

A_s = Área del perno de anclaje

Remplazando valores se tiene:

$$Q = (0,60 \times 181 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}) \times \left(\frac{\pi \times (0,95 \text{ cm})^2}{4} \right)$$

$$Q = 76,97 \text{ Kg}$$

El número de pernos que se necesita es:

$$n = \frac{V}{Q} \quad (3.33)$$

$$n = \frac{217,79 \text{ Kg}}{76,97 \text{ Kg}}$$

$$n = 2,82 \approx 3 \text{ pernos}$$

Es decir, para cada placa se colocará un número mínimo de 3 pernos de diámetro 3/8, en este caso se utilizara 4 pernos por cada placa.

3.14 Cálculo y selección del sistema de protección contra rayos

3.14.1 Cálculo de la frecuencia esperada de impactos.

Mediante la ecuación 1.31, se define la frecuencia esperada de impactos, en la cual se tiene los siguientes datos obtenidos de la tabla 1.4 y la figura 1.22.

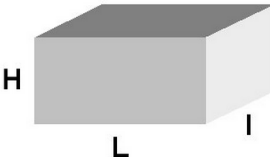
$$Ng = \frac{20 \text{ impactos}}{\text{año} \cdot \text{km}^2}$$

$$C1 = 0.5$$

$$Ae = 12625.9 \text{ m}^2 \text{ (Según medidas edificio: L, I y H) (figura 3.24)}$$

Figura 3.24 Superficie de captura equivalente según medidas L, I y H

H	<input type="text" value="18"/>	(≤ 60 m.)
L	<input type="text" value="15"/>	
I	<input type="text" value="15"/>	



Fuente: www.cirprotec.com , n.d.

Entonces reemplazando se tiene:

$$Nd = \frac{20 \text{ impactos} \cdot 1,1 \cdot 12625.9 \text{ m}^2 \cdot 0.5 \cdot 10^{-6} \text{ km}^2}{\text{año} \cdot \text{km}^2 \cdot 1 \text{ m}^2}$$

$$Nd = 0.1389 \frac{\text{impactos}}{\text{año}}$$

3.14.2 Cálculo del riesgo admisible.

El riesgo admisible (Na), puede determinarse mediante la ecuación 1.32, para lo cual se necesita los datos de las tablas 1.5 a 1.8:

$$C2 = 1$$

$$C3 = 2$$

$$C4 = 3$$

$$C5 = 5$$

Reemplazando se obtiene:

$$Nc = \left(\frac{3}{1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 5} \right) \cdot 10^{-3}$$

$$Nc = 0.0001$$

3.14.3 Estimación de la necesidad o no de un pararrayos.

La necesidad de instalar un sistema de protección contra el rayo se da siempre y cuando se cumpla que: la frecuencia esperada de impactos Nd sea mayor que el riesgo admisible Nc .

$$Nd = 0.1433 > Nc = 0.0001$$

La instalación de un sistema de pararrayos es necesaria.

3.14.4 Cálculo de la eficiencia requerida.

Una vez definida la necesidad de un pararrayos, es necesario calcular la eficiencia (E) determinada por la ecuación 1.33, así reemplazando se tiene:

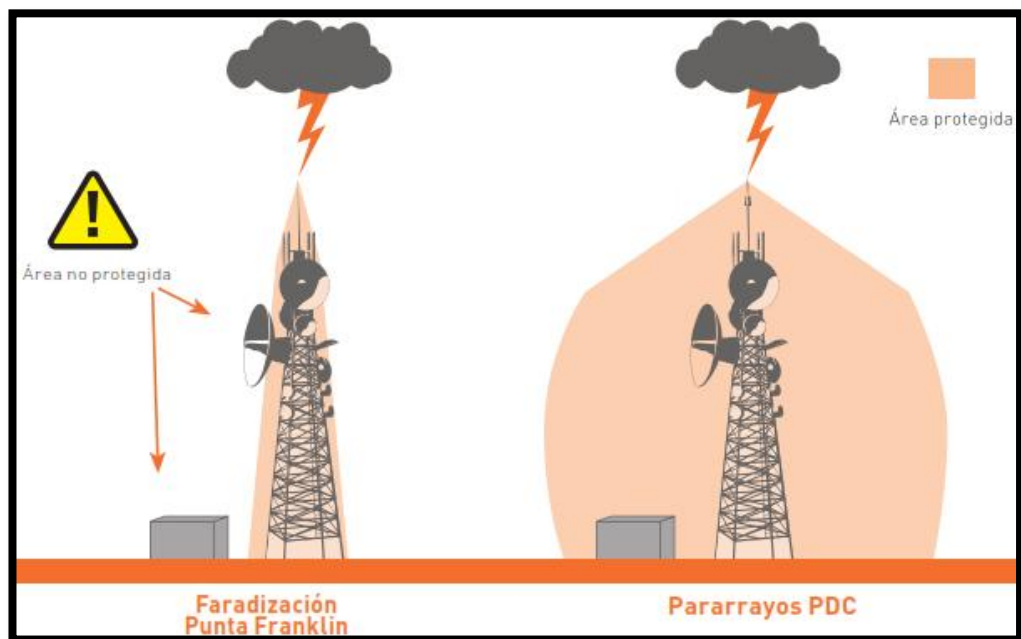
$$E = 1 - \left(\frac{0.0001}{0.1433} \right)$$

$$E \approx 1.0$$

3.14.5 Radio de protección necesario.

Se ha considerado un pararrayos con dispositivo de cebado (PDC) (figura 3.25), pues su radio de protección garantiza la integridad de los equipos y de la edificación. “El radio de protección es la distancia entre el punto donde se desea ubicar el PDC y el punto más alejado de la estructura que queremos dejar protegido” (Cirprotec, s.f., pág. 2).

Figura 3.25 Comparación de sistemas de protección



Fuente: CPT Cirprotec, s.f., pág. 8

3.14.6 Selección del nivel de protección necesario para la instalación.

En base al dato de eficiencia requerida, se establece como base de diseño la máxima eficiencia (0.98) correspondiente a un nivel de protección I (tabla 3.15).

Tabla 3.15 Nivel de protección para la instalación a proteger

Eficiencia requerida (E)	Nivel de protección	
$E \geq 0,98$	Nivel I	Seguridad máxima
$0,95 \leq E \leq 0,98$	Nivel II	Seguridad alta
$0,80 \leq E \leq 0,95$	Nivel III	Seguridad media
$0 \leq E \leq 0,80$	Nivel IV	Seguridad estándar

Fuente: CPT Cirprotec, s.f., pág. 10

3.14.7 Selección del pararrayos

La selección del pararrayo debe hacerse una vez que se ha establecido una marca específica existente en el mercado nacional, para este caso se eligió la marca Nimbus. Con los datos proporcionados en la tabla 3.16 se elige el modelo de pararrayo adecuado para el presente proyecto.

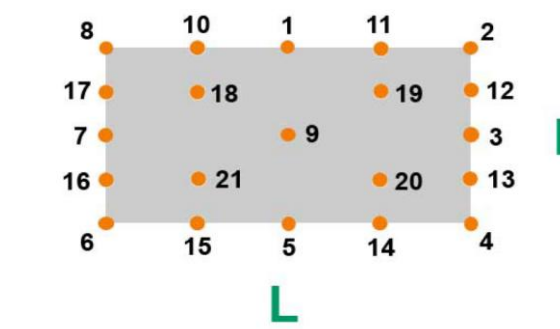
Tabla 3.16 Selección del pararrayos

Código/Code		77901115			
Nivel de protección/Protection level		Nivel I (D=20m)	Nivel II (D=30m)	Nivel III (D=45m)	Nivel IV (D=60m)
Cumple con CTE-SU8 / UNE-21186 According to CTE-SU8 / UNE-21186		Sí / Yes			
Máxima corriente de descarga soportada (10/350) Maximum withstand discharge current (10/350)	I_{imp} [kA]	190			
Avance de cebado (PDC) Early Streamer Emission (ESE)	[μ s]	15			
Radio de protección (en metros) Protection radius (in meters) $R=D+\Delta L$	[h= 2m]	13	15	18	20
	[h= 3m]	19	22	27	31
	[h= 4m]	25	30	36	41
	[h= 5m]	32	37	45	51
	[h= 6m]	32	38	46	52
	[h= 8m]	33	39	47	54
	[h=10m]	34	40	49	56
	[h=15m]	35	42	52	60
	[h=20m]	35	44	55	63
	[h=25m]	35	45	57	66
	[h=30m]	34	45	58	69
	[h=35m]	32	45	59	71
	[h=40m]	29	44	60	72
	[h=45m]	24	42	60	73
	[h=50m]	18	40	60	74
	[h=55m]	0	37	59	75
	[h=60m]		34	58	75
Material aislante y clase Insulating material & flammability class		Inox 316			
Grado de protección del envoltente Enclosure		IP 67			

Fuente: PPROTECH, n.d.

Para proteger el conjunto eólico y toda la edificación, es necesario establecer un radio mínimo de protección, que será dado por las dimensiones más alejadas a proteger.

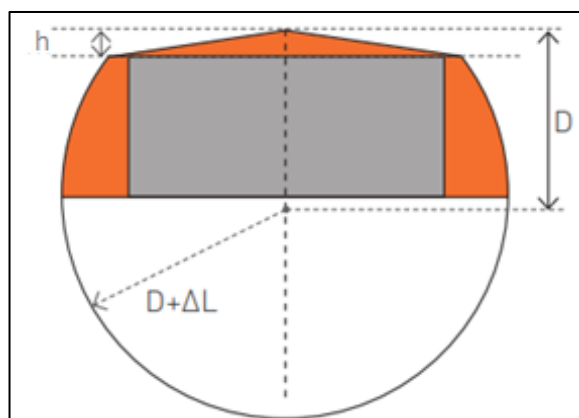
Figura 3.26 Puntos de ubicación del pararrayo



Fuente: www.cirprotec.com , n.d.

La ubicación del pararrayo está en el punto 20 (figura 3.26) dado la geometría de la hostería, el punto más alejado a proteger se halla a 15.91m desde el punto de instalación del PDC, ya que la distancia del nivel de protección (20 m) es mayor a la distancia del punto más alejado. El volumen de protección que ofrece un pararrayos con dispositivo de cebado (PDC), se calcula de la siguiente manera (figura 3.27):

Figura 3.27 Esquema de volumen de protección contra rayos



Fuente: CPT Cirprotec, s.f., pág. 10

Bajo el plano horizontal situado a una altura h (m) por debajo de la punta, el volumen protegido es el de una esfera cuyo centro se sitúa en la vertical de la punta a una distancia D y cuyo radio es:

$$R = D + \Delta L \quad (3.34)$$

Donde:

R : el radio de la esfera en "m" que define la zona protegida

D : distancia en "m" (en función del nivel de protección)

ΔL : distancia en "m" (en función del tiempo del avance en el cebado)

Reemplazando se tiene:

$$R = 20 \, m + 15 \, m$$

$$R = 35 \, m$$

De acuerdo a la tabla 3.16, el pararrayo nimbus 15 con nivel de protección I, radio de cobertura de 32m y ubicado a una altura de 5m a partir del punto más alto del conjunto eólico, cubrirá todo el volumen de la edificación.

CAPÍTULO IV

4 COSTOS

Para que la generación de electricidad a partir de la energía eólica sea competitiva con otras fuentes de energía, es necesario reducir costos de fabricación de las máquinas generadoras, costos que son elevados por la utilización de materiales o maquinarias pesadas, consecuentemente exigen una mayor resistencia estructural a las partes o elementos que los contienen o sujetan. El peso y costo típicos porcentuales de los componentes de una turbina se expresan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Porcentajes de peso y costo de la máquina eólica

Componente	% del peso de la máquina	% del costo de la maquina
Rotor	10-14	20-30
Góndola y maquinaria	25-40	25
Caja de cambios y transmisión	5-15	10-15
Generador eléctrico	2-6	5-15
Peso encima de la torre	35-50	N/A
Torre	30-65	10-25

Fuente: Princeton Energy Resources International LLC, 2001, p. 2

En el presente capítulo se plasma el costo de implementación del sistema eólico, obtenido a través de la investigación del diseño propuesto para la generación de energía eléctrica. El objetivo de este capítulo es delimitar los recursos que se necesitan para una posterior implementación del proyecto, por lo cual es importante determinar los costos parciales, los cuales se han dividido de la siguiente forma:

- Costos de instalación de la estación meteorológica
- Costos del conjunto eólico
- Costos de pararrayos

Los rubros a tomar en cuenta dentro de cada uno de los costos parciales son:

- **Materiales e insumos:** Los materiales constituyen la materia prima empleada para el sistema eólico, mientras que los insumos son aquellos elementos que se

encuentran disponibles en el mercado para su comercialización sin sufrir alteración alguna para su uso.

- **Mano de obra y movilización:** Estos costos están relacionados con la mano de obra requerida para el armado y ensamblado de cada una de las partes del sistema eólico, se ha tomado en cuenta los gastos de movilización de las personas y el transporte de materiales.
- **Costos de utilización de máquinas:** Para encontrar el costo de cada máquina empleada para la construcción, se determina el costo del operario para la misma, dependiendo el tipo de procedimiento.

4.1 Costo de instalación de la estación meteorológica

4.1.1 Materiales e insumos.

En la tabla 4.2 se muestra la inversión destinada a la estación meteorológica instalada en Saquisilí, en cuanto a los materiales e insumos utilizados.

Tabla 4.2 Costos de materiales e insumos utilizados en la instalación meteorológica

COSTOS MATERIALES E INSUMOS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	COSTO
1	Anemómetro	1	400	400
2	Tubo 2 1/2" x 6m	1	19,56	19,56
3	Tubo 2"x 1 m	1	3,4	3,4
4	Perno expansivo 1/2" X 2"	10	0,4	4
5	Cable de acero (30 m)	30	0,38	11,4
6	Argolla templador 3/16"	9	0,5	4,5
7	Grillete	9	0,5	4,5
8	Pernos	4	0,4	1,6
9	Pilas anemómetro	6	1	6
10	Placa de 150mm x 60mm X 3 mm	3	2	6
11	Placa de 200mm X 200mm X 6mm	1	6	6
12	Electrodos 6011(1 Lb)	1	3	3
SUBTOTAL 1				469,96

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.1.2 Mano de obra y movilización.

En la tabla 4.3 se presenta los costos destinados a la mano de obra requerida y movilización a Saquisilí. Para el montaje se considera el trabajo de tres personas durante un determinado número de horas en un día, dependiendo el tipo de función destinada.

Tabla 4.3 Costos de mano de obra y movilización para la instalación de la estación meteorológica

COSTOS MANO DE OBRA Y MOVILIZACIÓN					
ÍTEM	TIPO DE OPERARIO	DESCRIPCIÓN	TIEMPO TOTAL(h)	COSTO (USD/h)	COSTO
1	Supervisor	Montaje	4	5,84375	23,375
2	Soldador	Fabricación y montaje	16	2,921875	46,75
3	Ayudante	Fabricación y montaje	16	2,3375	37,4
4	N/A	Movilización			50
SUBTOTAL 2					157,525

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.1.3 Costos de utilización de máquinas.

A continuación se presenta los costos destinados a la utilización de máquinas, conforme el procedimiento de trabajo varia el valor, tal como se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Costos utilización de máquinas para la torre de la estación meteorológica

COSTO DE UTILIZACIÓN DE MÁQUINAS					
ÍTEM	TIPO DE OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIEMPO TOTAL(h)	COSTO (USD/h)	COSTO
1	Corte de material	Placas de anclaje	0,5	8	4
2	Taladrado	Placas de anclaje	0,5	10	5
3	Soldadura E6011	Poste y placas	0,5	15	7,5
4	Esmerilado y limado	General	0,5	5	2,5
5	Pintado	General	0,5	20	10
SUBTOTAL 3					29

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.1.4 Costo total de instalación de la estación meteorológica.

El resumen de los costos utilizados en la instalación de la estación meteorológica se aprecia en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Costo total de instalación de la estación meteorológica

COSTO TOTAL INSTALACIÓN DE ANEMÓMETRO		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL
1	COSTOS MATERIALES E INSUMOS	469,96
2	COSTOS MANO DE OBRA Y MOVILIZACIÓN	157,525
3	COSTO DE MAQUINADO	29
TOTAL 1		656,485

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.2 Costo del sistema eólico

4.2.1 Materiales e insumos.

La tabla 4.6 representa la inversión destinada a los elementos que componen el aerogenerador, esto en cuanto a los materiales e insumos utilizados.

Tabla 4.6 Costos de materiales e insumos a utilizar en la instalación del aerogenerador

MATERIALES E INSUMOS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO
1	Aerogenerador ZONHAN 1500w (outdoor)	1	1904	1904
2	Inversor UPS Powerstar 2 KW /24VDC	1	784	784
3	Batería ULTRACELL GEL UCG100x10	10	291,2	2912
4	Soporte baterías	1	168	168
5	Caseta de baterías y equipos	1	120	120
6	Base de concreto de la torre del aerogenerador	1	60	60
7	Torre de celosía	1	699,8	699,8
8	Conexión eléctrica	1	40	40
SUBTOTAL 1				6687,8

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.2.2 Mano de obra y movilización.

En la tabla 4.7 se presenta los costos destinados a la mano de obra y movilización a Saquisilí. Para el montaje e implementación igualmente se considera el trabajo de tres personas en respectivas funciones durante un determinado número de horas laborables.

Tabla 4.7 Costos de mano de obra y movilización para la instalación del aerogenerador

COSTOS MANO DE OBRA Y MOVILIZACIÓN					
ÍTEM	TIPO DE OPERARIO	DESCRIPCIÓN	TIEMPO TOTAL(h)	COSTO (USD/h)	COSTO
1	Supervisor	Montaje	16	5,84375	93,5
2	Soldador	Fabricación y montaje	32	2,921875	93,5
3	Ayudante	Fabricación y montaje	32	2,3375	74,8
4	N/A	Movilización			50
SUBTOTAL 2					311,8

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.2.3 Costos de utilización de máquinas.

A continuación se presenta los costos destinados a la utilización de máquinas (en este caso corresponden a la fabricación de la torre), dependiendo el procedimiento varía el valor, tal como se muestra en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Costos utilización de máquinas para la torre del aerogenerador

COSTO DE UTILIZACIÓN DE MÁQUINAS (TORRE)					
ÍTEM	TIPO DE OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIEMPO TOTAL(h)	COSTO (USD/h)	COSTO
1	Corte de material	General	3	8	24
2	Taladrado	General	7	10	70
3	Soldadura E6011	Poste y placas	0,5	15	7,5
4	Esmerilado y limado	General	0,5	5	2,5
5	Pintado	General	0,5	20	10
SUBTOTAL 3					114

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.2.4 Costo total de la instalación del sistema eólico.

El resumen de los costos utilizados en la instalación de los componentes que conforman el aerogenerador se presenta en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Costo total de instalación del sistema eólico

COSTO TOTAL INSTALACIÓN DEL SISTEMA EÓLICO		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL
1	COSTOS SISTEMA EÓLICO	6687,8
2	COSTOS MANO DE OBRA Y MOVILIZACIÓN	311,8
3	COSTOS DE UTILIZACIÓN DE MÁQUINAS (TORRE)	114
TOTAL 2		7113,6

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.3 Costo del pararrayos

Resulta indispensable contar con un pararrayos a fin de proteger el aerogenerador y principalmente la edificación donde va a ser instalado, los rubros por mano de obra y movilización no se toman en cuenta ya que se supone se realizara en el momento mismo de la instalación del aerogenerador, por lo cual los gastos del pararrayos se resumen en la tabla 4.10.

Tabla 4.10 Costos de instalación del pararrayos

GASTOS INSTALACIÓN DEL PARARRAYOS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
1	Kit de pararrayos Nimbus 60 Pararrayos PDC Nimbus 60 useg Adaptador de mástil a pararrayos Mástil galvanizado 42x2x6000mm	1	1915,2	1915,2
2	Vía de chispas PVC	1	182,56	182,56
3	Varilla de cobre de 3/8"x6´	1	15	15
4	Cable AWG 2/0 desnudo 8m	8	10,58	84,64
5	Cable AWG 2/0 revestido 25m	25	11,88	297
TOTAL 3				2494,4

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

4.4 Costo final del proyecto

Una vez considerados los respectivos costos parciales, finalmente en la tabla 4.11 se aprecia una estimación total del proyecto, que no es más que la sumatoria de los costos parciales antes mencionados.

Tabla 4.11 Costo total del proyecto

COSTO FINAL DEL PROYECTO		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL
1	INSTALACIÓN ANEMÓMETRO	656,49
2	INSTALACIÓN SISTEMA EÓLICO	7113,60
3	INSTALACIÓN PARARRAYOS	2494,40
COSTO FINAL		10264,49

Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

CONCLUSIONES

- La instalación del anemómetro permitió la recopilación de datos, por un periodo aproximado de seis meses. Datos que fueron tratados en forma de estadística, con lo cual se logró dar una mejor caracterización del fenómeno y permitió tener un mejor juicio con respecto a la selección del aerogenerador.
- El aerogenerador Aleko WG1500 que fue seleccionado tras cumplir la simulación, cubrirá la demanda energética creada por los artefactos existentes en el tercer piso de la hostería. El equipo fue avalado con la utilización de un software especializado, del cual se obtuvo resultados que afianzan que la energía generada supera con más de $2000 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$ la demanda energética mínima diaria requerida, exceso que será tomado en cuenta como un factor de seguridad que ayudará a mitigar el impacto de la baja producción que se podría dar en días de vientos desfavorables.
- Los elementos que componen la torre, dimensionados a través del software SAP 2000, cumplen satisfactoriamente con los requerimientos de esfuerzos y deflexiones que exige las normas vigentes, además cabe mencionar que se cuenta con los planos, en los cuales se detalla minuciosamente todos los elementos de la estructura para dar mayor facilidad a una futura construcción y ensamblaje de la misma.
- Un aerogenerador conlleva una importante inversión inicial, además que al tratarse de una estructura de alto riesgo se hizo necesario la selección un sistema de protección contra las descargas atmosféricas. Debido a las características del lugar y del tipo de estructura, el tipo de pararrayos con dispositivo de cebado (PDC) se mostró como la mejor opción, pues el volumen de protección que proporciona este tipo de pararrayos da un mayor resguardo tanto al sistema eólico como a la edificación en la hostería.

RECOMENDACIONES

- El periodo recomendado para la recopilación de datos por medio del anemómetro se establece en un año, pues de esta manera se tendrá mayor seguridad acerca del comportamiento del recurso eólico en el lugar de implantación, además permitirá dar mayor respaldo a los equipos seleccionados.
- Se recomienda que la disposición y altura a la que se implementará el aerogenerador sean iguales a aquellas en las que fue colocado el anemómetro, en caso de no suceder esto se debe utilizar las herramientas matemáticas respectivas que permitirán dar un ajuste en los datos para dar lugar a un nuevo dimensionamiento del conjunto eólico.
- La implementación de los equipos recomendados no se debe tomar a la ligera, pues además de garantizar el continuo suministro de energía, también asegurarán un largo periodo de vida útil, sin embargo, se debe analizar objetivamente si la implementación de dicho sistema eólico es viable o no, pues no solo se debe considerar los beneficios anteriormente mencionados ya que en la otra cara se encuentra la inversión económica que representa y el plazo en que esta será recuperada.

LISTA DE REFERENCIAS

- ACSA. (s.f). *Molinos de bombeo*. Recuperado el 19 de agosto de 2014, de http://www.acsaeolica.com/es/productos_molinos.htm
- Acurite.com. (2010). *Acurite*. Recuperado el 22 de Agosto de 2014, de <http://www.acurite.com/environment/weather-stations/8-pro-digital-weather-station-with-weather-ticker-pc-connect-01035.html>
- Aeolos Aerogeneradores. (2014). *Torres para aerogeneradores*. Recuperado el 30 de Julio de 2014, de <http://www.windturbinestar.com/los-tipos-de-torre.html>
- AlekoGreenEnergy. (2014). *Aleko*. Recuperado el 13 de Octubre de 2014, de <http://www.alekogreenenergy.com/ALEKO-WG1500A-1500W-48V-Wind-Generator-p/wg1500w48v.htm>
- Alibaba.com. (s.f.). *Winder Tower*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2014, de <http://spanish.alibaba.com/product-free/freestanding-latticed-tower-111967018.html>
- Amazings Divulgación S.L. (s.f.). *Modelo Bipala Mod-5B*. Recuperado el 01 de Septiembre de 2014, de <http://naukas.com/2010/10/25/cuando-la-nasa-construia-aerogeneradores/modelo-bipala-mod-5b/>
- Anahitapia's Blog. (s.f.). *Cotopaxi*. Recuperado el 19 de Julio de 2014, de <https://anahitapia.wordpress.com/>
- Analizador red eléctrica. (s.f.). *Los anemómetros*. Recuperado el 11 de Agosto de 2014, de <http://www.sabelotodo.org/aparatos/anemometro.html>
- Asociación danesa de la industria eólica. (2003). *Danish Wind Industry Association*. Recuperado el 22 de Agosto de 2014, de http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/tube.htm
- Asociación danesa de la industria eólica. (2003). *Torres de aerogeneradores*. Recuperado el 30 de Julio de 2014, de http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/tower.htm
- Budynas, R., & Nisbett, J. (2012). *Diseño en ingeniería mecánica de Shigley*. Mexico D.F: Mc Graw Hill.

- Carrera, E., & Collaguazo, P. (2013). *Diseño y construcción de un dispositivo aerogenerador de eje vertical con capacidad mínima de 500 vatios de energía eléctrica (Tesis de pregrado)*. Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador.
- Cevallos, I., & Guacho, R. (2013). *Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico para una potencia de 200 watts (Tesis de pregrado)*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Cirprotec. (s.f.). *Pararrayos PDC*. Recuperado el 10 de Octubre de 2014, de <http://sistemamid.com/preview.php?a=3542>
- Club Visita Ecuador. (2013). *Saquisilí*. Recuperado el 20 de Julio de 2014, de <http://www.visitaecuador.com/ve/mostrarRegistro.php?idRegistro=536>
- Código técnico de la edificación. (s.f.). *Documento Básico SU*. Recuperado el 05 de Enero de 2015, de http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/CTE-sobretensiones/CTE_Parte_2_DB_SU-8_marzo_2006.pdf
- Comité ejecutivo de la norma ecuatoriana de la construcción. (2011). *NEC II: Cap. 14*. Quito, Ecuador.
- Conelec. (2008). *Atlas solar ecuatoriano*. Quito, Ecuador.
- CONELEC. (2012). *Regulación N. CONELEC-017/12*. Quito, Ecuador.
- CONSUMÓPOLIS. (2012). *La energía Eólica: Los aerogeneradores*. Recuperado el 23 de Junio de 2014, de http://www.consumopolis.es/fichaspedagogicas/bloquec/cas/la_energia_eolica_los_aerogeneradores.pdf
- COOPSA. (s.f.). *Coordinación, control de obras y proyectos, S.A de C.V.* Recuperado el 18 de Octubre de 2014, de <http://www.jjcoopsa.com.mx/reglamweb/dmetalica/nortecomd1.htm>
- CPT Cirprotec. (s.f.). *Sistema de protección activa contra el rayo*. Recuperado el 02 de Enero de 2015, de <file:///C:/Users/PERSONAL/Downloads/CPT-Cirprotec-L-PARARRAYOS-PDC-ESE-NIMBUS.pdf>
- Departamento de Industria, Comercio y Turismo. (2010). *Situación actual de la energía eólica*. Recuperado el 04 de Julio de 2014, de http://www.industria.ejgv.euskadi.net/r44-886/es/contenidos/informacion/plan_energia_eolica/es_8109/adjuntos/documentoI/4-situacion_c.pdf

- Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz. (s.f.). *Ertragsrechner*. Recuperado el 25 de Octubre de 2014, de <http://wind-data.ch/tools/powercalc.php>
- DIPAC. (2014). *Ángulo laminado 6m*. Recuperado el 30 de Enero de 2015, de http://www.dipacmanta.com/alineas.php?ca_codigo=3401
- EcuRed. (2014). *Aerogenerador*. Recuperado el 14 de Julio de 2014, de <http://www.ecured.cu/index.php/Aerogenerador>
- Electrosector. (s.f.). *Diseña empresa aragonesa un aerogenerador monopala de diseño rompedor*. Recuperado el 29 de Agosto de 2014, de <http://www.electrosector.com/disena-empresa-aragonesa-un-aerogenerador-monopala-de-diseno-rompedor/>
- Endara, L., & Toctaguano, P. (2011). *Construcción de un generador eólico de bajas revoluciones por minuto para una vivienda rural, ubicada en el sector de Pansachí El Morro perteneciente a la parroquia Mulaló del cantón Latacunga provincia de Cotopaxi*. Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador.
- Energías renovables hoy. (s.f.). *Instalaciones Micro Eólicas para Autoconsumo (Microgeneración)*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2014, de http://www.renovableshoy.com/hogar/microgeneracion_energia/microeolico_autoconsumo.html
- Energías renovables y verdes. (2011). *Energías verdes*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2014, de <http://www.renovablesverdes.com/energia-eolica-el-aerogenerador-i/>
- Ennera. (2012). *Energía Mini eólica*. Recuperado el 16 de Septiembre de 2014, de <http://www.ennera.com/es-es/energia-minieolica/>
- Faz Barahona, C. (2010). *Diseño de una torre triangular autosoportada para antena de comunicación celular de 60m de altura (tesis de pregrado)*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Fernández Díez, P. (s.f.). *Fundamentos aerodinámicos de las máquinas eólicas*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2014, de <http://files.pfernandezdiez.es/EnergiasAlternativas/eolica/PDFs/02Eolo.pdf>
- Fernández, P. (1993). *Energía Eólica*. Santander, España: Servicio Publicaciones E.T.S.I Industriales y T.

- Figueredo, C. M. (s.f.). *Mundo Renovable*. Recuperado el 13 de Diciembre de 2014, de www.cubasolar.cu
- Hidalgo, S. J. (2012). *Software para el análisis y diseño de sistemas optimizados de puestas a tierra para líneas de transmisión de 500 kv (Tesis de pregrado)*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Importper. (s.f.). *Perno de anclaje de expansión tipo A (camisa)*. Recuperado el 02 de Noviembre de 2014, de http://www.importper.cl/fichas_tecnicas/399014.pdf
- Jarabo, F., & Garcia, F. (2013). *Metodo de los factores ponderados*. Recuperado el 29 de Julio de 2014, de https://campusvirtual.ull.es/ocw/pluginfile.php/5075/mod_resource/content/1/Problemas/Met-Local-Ponderado-ejemplo.pdf.
- Jaramillo Jimenez, O. (2004). *Análisis clásico de estructuras*. Bogota: UNIBIBLOS.
- Jiménez Roldán, E. (2013). *El anemómetro, cuestión de soplar*. Recuperado el 14 de Julio de 2014, de <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/es/medidores/anemometro/anemometro.html>
- Leiva, L. (2013). *Diseño de placas base LRFD (curso de diseño en acero)*. Universidad de Santiago de Chile, Santiago, Chile.
- Mare Solar. (2014). *Bornay*. Recuperado el 08 de Agosto de 2014, de http://www.mare-solar.com/shop/index.php?main_page=index&cPath=501_677
- McCormac, J. (2002). *Diseño de estructuras de acero, Método LRFD*. México D.F: Alfaomega.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Atlas Eólico del Ecuador*. Quito, Ecuador.
- Mírez, J. (s.f.). *Matlab/Simulink in Renewable Energy*. Recuperado el 23 de Agosto de 2014, de <https://jmirez.wordpress.com/page/5/>
- NEC 10 Parte 9-1. (2010). *Instalaciones electromecánicas*. Quito, Ecuador.
- NEC 11 Capítulo 1. (2011). *Cargas y materiales*. Quito, Ecuador.
- NEC 11 Capítulo 2. (2011). *Peligro sísmico y requisitos de diseño sismo resistente*. Quito, Ecuador.

- OPEXenergy Operación y Mantenimiento S.L. (s.f.). *Las Palas de los Aerogeneradores*. Recuperado el 02 de Septiembre de 2014, de http://opex-energy.com/eolica/palas_aerogenerador.html
- Organización panamericana de la salud. (s.f.). *Instrumentos meteorológicos*. Recuperado el 13 de agosto de 2014, de http://www.bvsde.paho.org/cursoa_meteoro/lecc5/lecc5_2.html
- Pescador, C. (2014). *Revolución industrial*. Recuperado el 01 de marzo de 2015, de <https://claudiapescador29.wordpress.com/2014/10/>
- PPROTECH. (s.f.). *Pararrayos con avance de cebado (PDC)*. Recuperado el 05 de Enero de 2014, de http://www.pprotech.com/carpeta-productos/Catalogo_digital_PDF_Fotos/3-Calidad-de-la-Energia-Electrica/8-Proteccion-contra-Rayos/FT_Nimbus_15_PP_ES_414-Proteccion-contra-Rayos-pprotech-costa-rica.pdf
- Princeton Energy Resources International LLC. (2001). *Wind Turbine - Materials and Manufacturing*. Recuperado el 05 de Septiembre de 2014, de http://www.perihq.com/documents/WindTurbine-MaterialsandManufacturing_FactSheet.pdf
- Proviento S.A Energías Renovables Ecuador. (2014). *Proformas*. Quito, Ecuador.
- Quinta la Mercedes. (2014). *Quinta Las Mercedes*. Recuperado el 19 de Julio de 2014, de <http://quintalasmercedes.com/quienes-somos.html>
- Rama, M. (2011). *Tipología de los aerogeneradores*. Recuperado el 29 de Agosto de 2014, de <http://smienergias.wordpress.com/tag/aerogenerador/>
- Renovables en el Cela. (2014). *Como funciona un aerogenerador*. Recuperado el 01 de Enero de 2015, de <http://renovablesjc.blogspot.com/p/como-funciona-un-aerogenerador.html>
- Stevens Institute of Technology. (2007). *Escala de Beaufort del Viento*. Recuperado el 12 de Julio de 2014, de <http://ciese.org/curriculum/weatherproj2/es/popup/beaufort.shtml>
- Tecnología en acción. (s.f.). *RLopez33*. Recuperado el 22 de Agosto de 2014, de <https://sites.google.com/site/tecnorlopez32/tema3-energias-renovables/04-energia-eolica/demostracion-de-la-formula-de-energia-eolica>
- Torelló, A. (2009). *Partes de un aerogenerador*. Recuperado el 19 de Junio de 2014, de <http://www.renovables-energia.com/2009/07/partes-de-un-aerogenerador/>

- Universidad de la República-Uruguay. (s.f.). *Estadística del viento*. Recuperado el 14 de Noviembre de 2014, de
http://www.fing.edu.uy/imfia/rige/cur_pas/material/Cuba/Cap8.pdf
- Universidad Técnica Federico Santa María. (s.f.). *Energía eólica: alumnos USM fabrican innovador aerogenerador tipo Savonius*. Recuperado el 12 de Diciembre de 2014, de
<http://www.comunicaciones.usm.cl/2009/11/12/energia-eolica-alumnos-usm-fabrican-innovador-aerogenerador-tipo-savonius/>
- Velázquez, R. (2010). *Estudio, diseño y construcción de un prototipo de generador eólico para el sector costero de la XIV región, en corral (Tesis de pregrado)*. Universidad Austral de Chile, Valdivia, Chile.
- Villarrubia López, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. México D.F: Alfaomega.
- Vinnakota, S. (2006). *Estructuras de acero, comportamiento y LRFD*. Mexico D.F: McGraw-Hill.
- www.cirprotec.com . (s.f.). *Nimbus Project v.4*. Recuperado el 05 de Enero de 2015, de
http://nimbusproject.cirprotec.com:8080/main.php?ns=2&action=previous_screen&screen=surface

ANEXOS

Anexo A: Fotos de instalación de la estación meteorológica.



Elaborado por: César Carvajal, Pedro Rodríguez

Anexo B: Tablas

B.1 Dimensiones básicas de arandelas estándar

Fastener Size	Washer Size	Diameter		Thickness
ID	OD			
#6	0.138	0.156	0.375	0.049
#8	0.164	0.188	0.438	0.049
#10	0.190	0.219	0.500	0.049
#12	0.216	0.250	0.562	0.065
$\frac{1}{4}$ N	0.250	0.281	0.625	0.065
$\frac{1}{4}$ W	0.250	0.312	0.734	0.065
$\frac{5}{16}$ N	0.312	0.344	0.688	0.065
$\frac{5}{16}$ W	0.312	0.375	0.875	0.083
$\frac{3}{8}$ N	0.375	0.406	0.812	0.065
$\frac{3}{8}$ W	0.375	0.438	1.000	0.083
$\frac{7}{16}$ N	0.438	0.469	0.922	0.065
$\frac{7}{16}$ W	0.438	0.500	1.250	0.083
$\frac{1}{2}$ N	0.500	0.531	1.062	0.095
$\frac{1}{2}$ W	0.500	0.562	1.375	0.109
$\frac{9}{16}$ N	0.562	0.594	1.156	0.095
$\frac{9}{16}$ W	0.562	0.625	1.469	0.109
$\frac{5}{8}$ N	0.625	0.656	1.312	0.095
$\frac{5}{8}$ W	0.625	0.688	1.750	0.134
$\frac{3}{4}$ N	0.750	0.812	1.469	0.134
$\frac{3}{4}$ W	0.750	0.812	2.000	0.148
$\frac{7}{8}$ N	0.875	0.938	1.750	0.134
$\frac{7}{8}$ W	0.875	0.938	2.250	0.165
1 N	1.000	1.062	2.000	0.134
1 W	1.000	1.062	2.500	0.165
$1\frac{1}{8}$ N	1.125	1.250	2.250	0.134
$1\frac{1}{8}$ W	1.125	1.250	2.750	0.165
$1\frac{1}{4}$ N	1.250	1.375	2.500	0.165
$1\frac{1}{4}$ W	1.250	1.375	3.000	0.165
$1\frac{3}{8}$ N	1.375	1.500	2.750	0.165
$1\frac{3}{8}$ W	1.375	1.500	3.250	0.180
$1\frac{1}{2}$ N	1.500	1.625	3.000	0.165
$1\frac{1}{2}$ W	1.500	1.625	3.500	0.180
$1\frac{5}{8}$	1.625	1.750	3.750	0.180
$1\frac{3}{4}$	1.750	1.875	4.000	0.180
$1\frac{7}{8}$	1.875	2.000	4.250	0.180
2	2.000	2.125	4.500	0.180
$2\frac{1}{4}$	2.250	2.375	4.750	0.220
$2\frac{1}{2}$	2.500	2.625	5.000	0.238
$2\frac{3}{4}$	2.750	2.875	5.250	0.259
3	3.000	3.125	5.500	0.284

N = narrow; *W* = wide; use *W* when not specified.

Fuente: Budynas & Nisbett, 2012, p. 1020

B.2 Dimensiones de roscas hexagonales

Nominal Size, in	Width W	Height H		
		Regular Hexagonal	Thick or Slotted	JAM
$\frac{1}{4}$	$\frac{7}{16}$	$\frac{7}{32}$	$\frac{9}{32}$	$\frac{5}{32}$
$\frac{5}{16}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{17}{64}$	$\frac{21}{64}$	$\frac{3}{16}$
$\frac{3}{8}$	$\frac{9}{16}$	$\frac{21}{64}$	$\frac{13}{32}$	$\frac{7}{32}$
$\frac{7}{16}$	$\frac{11}{16}$	$\frac{3}{8}$	$\frac{29}{64}$	$\frac{1}{4}$
$\frac{1}{2}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{7}{16}$	$\frac{9}{16}$	$\frac{5}{16}$
$\frac{9}{16}$	$\frac{7}{8}$	$\frac{31}{64}$	$\frac{39}{64}$	$\frac{5}{16}$
$\frac{5}{8}$	$\frac{15}{16}$	$\frac{35}{64}$	$\frac{23}{32}$	$\frac{3}{8}$
$\frac{3}{4}$	$1\frac{1}{8}$	$\frac{41}{64}$	$\frac{13}{16}$	$\frac{27}{64}$
$\frac{7}{8}$	$1\frac{5}{16}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{29}{32}$	$\frac{31}{64}$
1	$1\frac{1}{2}$	$\frac{55}{64}$	1	$\frac{35}{64}$
$1\frac{1}{8}$	$1\frac{11}{16}$	$\frac{31}{32}$	$1\frac{5}{32}$	$\frac{39}{64}$
$1\frac{1}{4}$	$1\frac{7}{8}$	$1\frac{1}{16}$	$1\frac{1}{4}$	$\frac{23}{32}$
$1\frac{3}{8}$	$2\frac{1}{16}$	$1\frac{11}{64}$	$1\frac{3}{8}$	$\frac{25}{32}$
$1\frac{1}{2}$	$2\frac{1}{4}$	$1\frac{9}{32}$	$1\frac{1}{2}$	$\frac{27}{32}$
Nominal Size, mm				
M5	8	4.7	5.1	2.7
M6	10	5.2	5.7	3.2
M8	13	6.8	7.5	4.0
M10	16	8.4	9.3	5.0
M12	18	10.8	12.0	6.0
M14	21	12.8	14.1	7.0
M16	24	14.8	16.4	8.0
M20	30	18.0	20.3	10.0
M24	36	21.5	23.9	12.0
M30	46	25.6	28.6	15.0
M36	55	31.0	34.7	18.0









Fuente: Budynas & Nisbett, 2012, p. 1019

B.3 Especificaciones SAE para pernos de acero

Table 8-9

SAE Specifications for Steel Bolts

S_{ut} S_y

SAE Grade No.	Size Range Inclusive, in	Minimum Proof Strength,* kpsi	Minimum Tensile Strength,* kpsi	Minimum Yield Strength,* kpsi	Material	Head Marking
1	$\frac{1}{4}$ – $1\frac{1}{2}$	33	60	36	Low or medium carbon	
2	$\frac{1}{4}$ – $\frac{3}{4}$	55	74	57	Low or medium carbon	
	$\frac{7}{8}$ – $1\frac{1}{2}$	33	60	36		
4	$\frac{1}{4}$ – $1\frac{1}{2}$	65	115	100	Medium carbon, cold-drawn	
5	$\frac{1}{4}$ –1	85	120	92	Medium carbon, Q&T	
	$1\frac{1}{8}$ – $1\frac{1}{2}$	74	105	81		
5.2	$\frac{1}{4}$ –1	85	120	92	Low-carbon martensite, Q&T	
7	$\frac{1}{4}$ – $1\frac{1}{2}$	105	133	115	Medium-carbon alloy, Q&T	
8	$\frac{1}{4}$ – $1\frac{1}{2}$	120	150	130	Medium-carbon alloy, Q&T	
8.2	$\frac{1}{4}$ –1	120	150	130	Low-carbon martensite, Q&T	

*Minimum strengths are strengths exceeded by 99 percent of fasteners.

from scratching or scoring by a washer. If the thread runout has a 15° or less half-cone angle, the stress is higher at the first engaged thread in the nut. Bolts are sized by examining the loading at the plane of the washer face of the nut. This is the weakest part of the bolt *if and only if* the conditions above are satisfied (washer protection of the shoulder fillet and thread runout $\leq 15^\circ$). Inattention to this requirement has led to a record of 15 percent fastener fatigue failure under the head, 20 percent at thread runout, and 65 percent where the designer is focusing attention. It does little good to concentrate on the plane of the nut washer face if it is not the weakest location.

Nuts are graded so that they can be mated with their corresponding grade of bolt. The purpose of the nut is to have its threads deflect to distribute the load of the bolt more evenly to the nut. The nut's properties are controlled in order to accomplish this. The grade of the nut should be the grade of the bolt.

Fuente: Budynas & Nisbett, 2012

B.4 Valores del factor Z en función de la zona sísmica adoptada

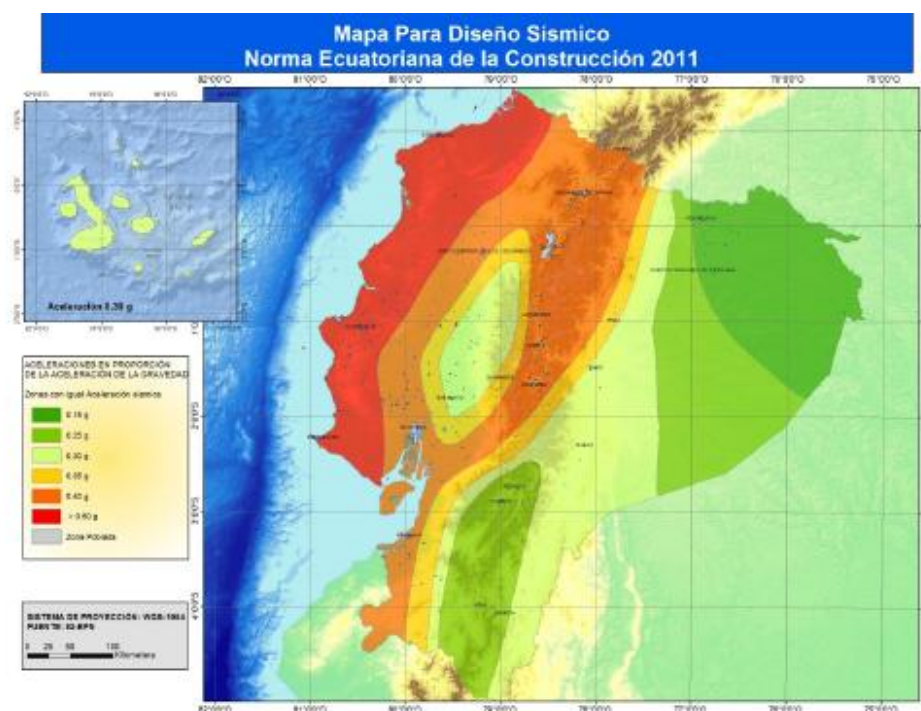


Figura 2.1. Ecuador, zonas sísmicas para propósitos de diseño y valor del factor de zona Z

Tabla 2.1. Valores del factor Z en función de la zona sísmica adoptada

Zona sísmica	I	II	III	IV	V	VI
Valor factor Z	0.15	0.25	0.30	0.35	0.40	≥ 0.50
Caracterización de la amenaza sísmica	Intermedia	Alta	Alta	Alta	Alta	Muy Alta

Fuente: NEC 11 Capítulo 2, 2011, pág. 10

B.5 Tipo de uso, destino e importancia de la estructura

Categoría	Tipo de uso, destino e importancia	Factor
Edificaciones esenciales y/o peligrosas	Hospitales, clínicas, Centros de salud o de emergencia sanitaria. Instalaciones militares, de policía, bomberos, defensa civil. Garajes o estacionamientos para vehículos y aviones que atienden emergencias. Torres de control aéreo. Estructuras de centros de telecomunicaciones u otros centros de atención de emergencias. Estructuras que albergan equipos de generación y distribución eléctrica. Tanques u otras estructuras utilizadas para depósito de agua u otras sustancias anti-incendio. Estructuras que albergan depósitos tóxicos, explosivos, químicos u otras sustancias peligrosas.	1.5
Estructuras de ocupación especial	Museos, iglesias, escuelas y centros de educación o deportivos que albergan más de trescientas personas. Todas las estructuras que albergan más de cinco mil personas. Edificios públicos que requieren operar continuamente	1.3
Otras estructuras	Todas las estructuras de edificación y otras que no clasifican dentro de las categorías anteriores	1.0

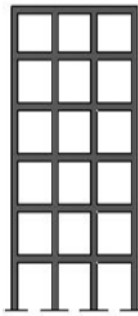
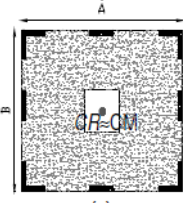
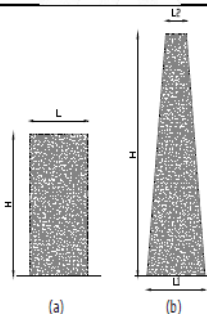
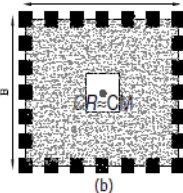
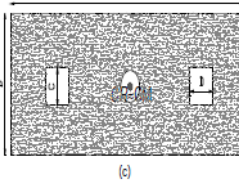
Fuente: NEC 11 Capítulo 2, 2011, pág. 49

B.6 Coeficiente de reducción de respuesta estructural R

Valores del coeficiente de reducción de respuesta estructural R, Sistemas Estructurales Dúctiles	
Sistemas Duales	
Pórticos espaciales sismo-resistentes, de hormigón armado con vigas descolgadas, con muros estructurales de hormigón armado o con diagonales rigidizadoras, sean de hormigón o acero laminado en caliente.	7
Pórticos de acero laminado en caliente con diagonales rigidizadoras (excéntricas o concéntricas) o con muros estructurales de hormigón armado.	7
Pórticos con columnas de hormigón armado y vigas de acero laminado en caliente con diagonales rigidizadoras (excéntricas o concéntricas).	7
Pórticos espaciales sismo-resistentes, de hormigón armado con vigas banda, con muros estructurales de hormigón armado o con diagonales rigidizadoras.	6
Pórticos resistentes a momentos	
Pórticos espaciales sismo-resistentes, de hormigón armado con vigas descolgadas.	6
Pórticos espaciales sismo-resistentes, de acero laminado en caliente o con elementos armados de placas.	6
Pórticos con columnas de hormigón armado y vigas de acero laminado en caliente.	6
Otros sistemas estructurales para edificaciones	
Sistemas de muros estructurales dúctiles de hormigón armado.	5
Pórticos espaciales sismo-resistentes de hormigón armado con vigas banda.	5


Fuente: NEC 11 Capítulo 2, 2011, pág. 57

B.7 Configuraciones estructurales recomendadas

CONFIGURACIÓN RECOMENDADA			
CONFIGURACIÓN EN ELEVACIÓN $\phi_E=1$		CONFIGURACIÓN EN PLANTA $\phi_P=1$	
La altura de entrepiso y la configuración vertical de sistemas aporricados, es constante en todos los niveles. $\phi_E=1$		La configuración en planta ideal en un sistema estructural es cuando el Centro de Rigidez es semejante al Centro de Masa. $\phi_P=1$	
La dimensión del muro permanece constante a lo largo de su altura o varía de forma proporcional. $\phi_E=1$			
			

Fuente: NEC 11 Capítulo 2, 2011, pág. 50

B.8 Características del perno de anclaje seleccionado



IMPORTPER
Inventarios Colchón S. de C.V. Ltda.

FICHA TECNICA

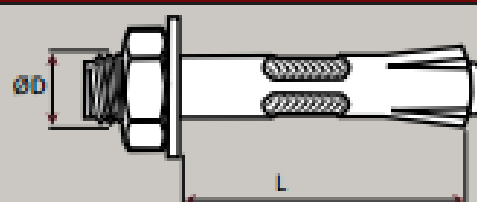
PERNO DE ANCLAJE DE EXPANSIÓN TIPO A (CAMISA)

CARACTERISTICAS TECNICAS

- Perno de expansión controlada con tuerca y gollita.
- Su expansión se realiza en 360° por una camisa y un cono.
- Fabricado en acero al carbón y tratamiento zincado
- Se puede aplicar la carga inmediatamente después de instalado
- Es apropiado para fijaciones a través del material a fijar

APLICACION

- Fijación de piezas en materiales sólidos y bloques huecos.
- Tibiques de hormigo celular, muros de albañilería u hormigón liviano.
- Recomendado para cargas estáticas como estructuras metálicas, Galpones, Perfiles, Pilares y otros montajes industriales.



Largo	Camisa	Vástago	Profundidad	Espesor
	Perforación	Hilo	Mínima	Máx. A Fijar
5/16" X 2-1/8"	5/16"	1/8"	32	16
5/16" X 2-1/2"	5/16"	1/8"	32	21
3/8" X 1-7/8"	3/8"	5/16"	32	8
3/8" X 2"	3/8"	5/16"	38	29
3/8" X 4"	3/8"	5/16"	38	54
1/2" X 2"	1/2"	3/8"	52	12
1/2" X 4"	1/2"	3/8"	52	27
1/2" X 6"	1/2"	3/8"	52	88
5/8" X 2"	5/8"	1/2"	52	12
5/8" X 6-1/8"	5/8"	5/8"	85	56

TABLA CARGA DE TRACCION Y CORTE						
DIAMETRO	CARGA DE TRACCION				CARGA DE CORTE	
	2000 PSI (140kg./cm²)		4000 PSI (280kg./cm²)		2000 PSI (140 kg./cm²)	
	ULTIMA	PERMITIDA	ULTIMA	PERMITIDA	ULTIMA	PERMITIDA
PUG./MM.	Kg.	Kg.	Kg.	Kg.	Kg.	Kg.
1/4" - (6.4)	399	100	599	150	653	163
5/16" - (7.9)	508	137	508	150	880	245
3/8" - (9.5)	716	181	1216	304	1397	349
1/2" - (12.7)	1433	359	2159	540	2288	567

PERNO ANCLAJE DE EXPANSION






Paso 1 : Perfore con broca de igual diámetro respetando la profundidad mínima, limpie la perforación.

Paso 2 : Regule la tuerca para no golpear sobre la zona del hilo. Inserte el perno con la ayuda de un martillo.

Paso 3 : Expanda la camisa del perno realizando giros en la tuerca con una llave punta corona o una chicharra con dado realice unos 3 a 5 giros.

Nota : La carga permitida se fija para un factor de seguridad 4

www.importper.cl - Email - ventas@importper.cl

Fuente: Importper, n.d.

Anexo C: Proformas y facturas

C.1 Proforma de estación meteorológica




PROVIENTO S.A. Energías Renovables Ecuador RUC: 1791819446001			
Proforma #:	06-0914	Fecha:	01-sep-14

Estimado Cesar;
a continuación la proforma de una estación meteorológica básica.

Datos del cliente:

Nombre/Razon Social:	Cesar Carvajal
Responsable / Attn.:	
Dirección:	Saquisilí

Proforma por:

Equipos Medición:			IX	Equipos Gratuitos:		Servicios Instalación:		Servicios Entrenamiento:	
Cantidad:			Descripción Item:				Valor (USD)		
#	En Stock	Unidad					Total		
1	Pes	4	<div>Estación de monitoreo del clima - no profesional -</div> <div></div> <div>Esta estación de monitoreo de clima permite visualizar los valores de velocidad y dirección de viento, precipitación, temperatura (interna, externa) y humedad (interna, externa) y la presión barométrica. Dispone de alarmas ajustables para cada una de los parámetros. Los sensores externos de Temp/Hygro, Viento/dirección y precipitación que transmiten vía radio sus datos a la estación. Todos los sensores se alimentan por dos baterías AA ubicadas en el sensor de temperatura que dura aproximadamente 2 años. A través de un cable USB se puede programar la estación y pasar los datos grabados a un PC. El software permite definir los intervalos de adquisición de datos.</div> <div>Velocidad del viento: 0 ... 160km/h, [m/s, km/h, mph, m/ses] +/- 1m/s (10%) Dirección del viento: 0 ... 359° +/- 3° Temperatura: -40 ... 65°C, [°F, °C] +/- 1°C Humedad Relativa: 10 - 90%, [%RH] +/- 3% Presión barométrica: 300 - 1100 hPa, [hPa, inHg] +/- 3hPa Precipitación: 0 ... 9999mm +/- 10%</div>				400,00	400,00	
SUBTOTAL:							400,00		
Descuento:							0,00		
SUBTOTAL:							400,00		
IVA 12%							48,00		
VALOR TOTAL (USD):							448,00		

Fuente: Proviento S.A Energías Renovables Ecuador, 2014

C.2 Proforma de aerogenerador





PROVIENTO S.A. Energías Renovables Ecuador			
RUC: 1791819448001			
Proforma #:	04-0914	Fecha:	01-sep-14

Estimado Cesar,
a continuación la proforma del sistema híbrido más adecuado para una demanda de 1200 Wh/día.

Datos del cliente:

Nombre/Nombre Social:	Cesar Carvajal
Responsable / Área:	
Dirección:	Sagua

Proforma por:

Espec. Modelo:			Espec. Descripción:	II	Servicios técnicos:		II
Cantidad:			Descripción Item:			Valor (USD)	
#	En Stock					Unidad	Total
1	Pos	1	Aerogenerador ZOTHAN 750 (outdoor) Aerogenerador de 750W / 11 V Potencia máxima: 900W Diámetro de hélice: 2,7m, 3 aspas Velocidad de arranque: 4 m/s (al nivel del mar) Velocidad nominal: 9 m/s (al nivel del mar) Material Generador: ALUMINIO Generador con los mejores imanes NeoDyma controlados y optimizados permanentemente. Controlador de Carga "Outdoor" "PWM charging" 			1.200,00	1.200,00
1	Pos	1	Inversor UPS Powerstar 1 KW /12VDC Potencia nom: 1000 W (continua) Potencia máx: 1000 W (10seg) Voltaje Entrada: 11 VDC (baterías) Voltaje Entrada: 110 VAC (red eléctrica) Voltaje Salida: 110VAC Eficiencia 88% autoconsumo 60% (a 2400W) para 			425,00	425,00
1	Pos	0	Torre ventada de 6.0m en acero galvanizado: Construcción de una torre ventada de 6.0m, tubos de 2" de acero galvanizado, tornillos de acero galvanizado de 1/2" en 1 metro y 3/8 metros de cable			600,00	600,00
5	Pos	20	Batería ULTRACELL GEL UCG100 Voltaje: 11 VDC Capacidad: 100 Ah@20h Tipo: GEL descarga profunda Libre mantenimiento. Cycles 1400 DOD30% Fabricado en Argentina 			270,00	1.350,00
1	Pos	0	Gabinete eléctrico Gabinete eléctrico para alojamiento de inversor, busbar y protecciones.			150,00	150,00
5	Pos	0	Soporte baterías En acero negro con pintura anticorrosiva. 			15,00	75,00
SUBTOTAL:						3.800,00	
Descuento: 0%						0,00	
SUBTOTAL:						3.800,00	
IVA 12%						456,00	
VALOR TOTAL (USD):						4.256,00	

Fuente: Proviento S.A Energías Renovables Ecuador, 2014

Anexo D: Programas en Matlab

PROGRAMA PARA HALLAR LA PREDOMINANCIA DE LAS DIRECCIONES DEL VIENTO:

```
clc,clear
angulo=xlsread('Saquisili','Direcciones','C3:C2807');

%interpolar
if any(isnan(angulo)) %si hay algún vacío en los datos
    x=1:length(angulo);
    i=find(~isnan(angulo));
    angulo=interp1(x(i),angulo(i),x);
end

%agrupar los datos en intervalos. Histograma
x=5:10:355;
horas=hist(angulo,x);

%diagrama polar
x1=[x 365];
ang=x1*pi/180;
horas1=[horas horas(1)];
gc=polar(ang,horas1,'r');
set(gc, 'linewidth',2);
title('Direcciones del viento')

%diagrama de barras
figure
bar(x,horas,'r');
xlim([0 360])
title('Direcciones del viento')
xlabel('Ángulo')
ylabel('horas')
```

PROGRAMA PARA HALLAR CURVAS DIARIAS DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO:

```
clear,clc
dia=input('Día (1-XX): ');
velocidad=xlsread('Saquisili','Velocidades extraidas','C14:C2807');

%interpolar
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún vacío en los datos
    x=1:length(velocidad);
    i=find(~isnan(velocidad));
    velocidad=interp1(x(i),velocidad(i),x);
end

indice=1:length(velocidad);
x=0.5:1:23.5;
vel_mes=velocidad(indice>(dia-1)*24 & indice<=dia*24);
hold on
plot(x,vel_mes,'ro','markersize',2,'markerfacecolor','r');
plot(x,vel_mes,'b')
xlim([0 24])
title('Perfil diario de velocidades')
xlabel('hora')
```

```
ylabel('velocidad (m/s)')
hold off
```

PROGRAMA PARA HALLAR LOS PARÁMETROS DE WEIBULL FORMA NO LINEAL

```
clear,clc
velocidad=xlsread('Saquisili','Velocidades extraidas','C14:C2807');
%interpoliar si es necesario
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún vacío en los datos
    x=1:length(velocidad);
    i=find(~isnan(velocidad));
    velocidad=interp1(x(i),velocidad(i),x);
end
%histograma
x=0.5:1:max(velocidad);
horas=hist(velocidad,x);

%convierte a frecuencias y ajusta a la función de Weibull
frec=horas/sum(horas);
f=@(a,x) (a(1)/a(2))*((x/a(2)).^(a(1)-1)).*exp(-(x/a(2)).^a(1));
a0=[2 8]; %valor inicial de los parámetros
af=nlinfit(x,frec,f,a0)
hold on

%diagrama de frecuencias
bar(x,frec,'c');

%representa la curva de ajuste
x=linspace(0,max(velocidad),100);
y=f(af,x);
plot(x,y,'r')

title('Ajuste a la función Weibull, no lineal')
xlabel('Velocidad')
ylabel('Frecuencia')
hold off
```

PROGRAMA PARA HALLAR LOS PARAMETROS DE WEIBULL FORMA LINEAL:

```
clear,clc
velocidad=xlsread('Saquisili','Velocidades extraidas','C14:C2807');
%interpoliar si es necesario
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún vacío en los datos
    x=1:length(velocidad);
    i=find(~isnan(velocidad));
    velocidad=interp1(x(i),velocidad(i),x);
end
%histograma
x=0.5:1:max(velocidad);
horas=hist(velocidad,x);
frec=horas/sum(horas); %frecuencias
%convierte a frecuencias acumuladas y ajusta a una línea recta
fcum=cumsum(frec);
z=log(-log(1-fcum));
z(length(z))=[];
```

```

u=log(x);
u(length(z))=[];
p=polyfit(u,z,1) %p(1) es la pendiente y p(2) es la ordenada en el
origen
hold on
%representa la juste
plot(u,z,'ro','markersize',4,'markerfacecolor','r')
z=p(1)*u+p(2);
plot(u,z,'b')
title('Ajuste lineal')
xlabel('x')
ylabel('y')
hold off
%representación gráfica de frecuencias y función de Weibull
figure
k=p(1)
c=exp(-p(2)/k)
f=@(x) (k/c)*((x/c).^(k-1)).*exp(-(x/c).^k); %función de Weibull
hold on
%diagrama de barras
bar(x,frec,'c');
%representa la curva de juste
x=linspace(0,max(velocidad),100);
plot(x,f(x),'r')
title('Ajuste a la función Weibull')
xlabel('Velocidad')
ylabel('Frecuencia')
hold off

```

PROGRAMA PARA HALLAR LA MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR

```

clear,clc
velocidad=xlsread('Saquisili','Velocidades extraidas','C14:C2807');
%interpolan si es necesario
if any(isnan(velocidad)) %si hay algún vacío en los datos
x=1:length(velocidad);
i=find(~isnan(velocidad));
velocidad=interp1(x(i),velocidad(i),x);
end
%media y desviación estándar de las medidas de la velocidad del
viento
media_convencional=mean(velocidad)
estandar_convencional=std(velocidad)
%Modelo estadístico de Weibull
%ajuste no lineal
k=1.3338,c=3.5615
media_weibull=c*gamma(1+1/k)
estandar_weibull=c*sqrt(gamma(1+2/k)-gamma(1+1/k)^2)

```

Anexo E: Planos